

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FIN DE CARRERA: INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANÁLISIS DEL BALANCE NETO FOTOVOLTAICO

AUTOR: César Arribas González

TUTORA: M^a Consuelo Gómez Pulido

Leganés, julio de 2012



Índice

Índice de tablas	5
Índice de figuras	7
1. Objetivo	12
Abstract.....	13
2. Introducción	14
2.1 Situación de las energías renovables en España	15
2.1.1 El sector eléctrico	19
2.1.2 Principales fuentes renovables	20
2.1.3 Energía solar fotovoltaica.....	21
2.1.4 Cambios normativos.....	23
2.1.5 Perspectivas futuras	25
2.2 Modelos de generación eléctrica	26
2.2.1 Generación centralizada y distribuida.....	27
2.2.2 Autoconsumo	29
2.2.3 Evolución del autoconsumo en España.....	31
2.2.4 Introducción al autoconsumo por balance neto	32
2.2.5 Perspectivas futuras del autoconsumo	34
3. Estado del arte	36
3.1 El autoconsumo en otros países	36
3.1.1 Unión Europea.....	36
3.1.2 Resto del mundo	42
3.2 Estudios sobre el autoconsumo	46
3.2.1 Autoconsumo en España y la Unión Europea	46
3.2.2 Integración en la red y tecnología.....	54
4. Descripción de la normativa.....	58
4.1 Balance neto fotovoltaico	58
4.2 Proyecto de Real Decreto.....	60
4.2.1 Ámbito de aplicación.....	62
4.2.2 Requisitos técnicos.....	63
4.2.3 Condiciones de contratación.....	66
4.2.4 Gestión de la energía excedentaria.....	68
4.2.5 Costes del sistema.....	83

4.3 Repercusión de la nueva modalidad	92
4.3.1 Beneficios e inconvenientes.....	92
4.3.2 Retos y oportunidades	93
4.3.3 Aplicaciones.....	95
4.4 Otras propuestas y visiones	96
5. Estudio económico	99
6. Conclusiones.....	107
Glosario	110
Bibliografía / Referencias	112
ANEJO I: El sector eléctrico en España	117
ANEJO II: Fuentes de energía renovable	123
ANEJO III: Paridad de red	128
ANEJO IV: "Scambio sul posto"	131
ANEJO V: "Net metering" en EE.UU	133
ANEJO VI: Energía excedentaria.....	136
ANEJO VII: Tecnología	140
ANEJO VIII: Sistemas extrapeninsulares.....	142
ANEJO IX: Análisis económico	144

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Elaboración propia. Fuente: Ingeniería energética (2000) e IDAE (2011)</i>	20
<i>Tabla 2. Consumo de energías renovables en España. Fuente: IDAE</i>	20
<i>Tabla 3: Tabla. Elaboración propia. Estimaciones de paridad de red según PV-LEGAL</i>	35
<i>Tabla 4. Precio de la electricidad residencial e industrial. Fuente: EPIA. Modificado</i>	40
<i>Tabla 5. Cálculo relativo a la rentabilidad del autoconsumo en Francia. Fuente: Krannich.</i>	41
<i>Tabla 6. Precio por certificado verde y región (€/Certificado verde). Fuente: SunEdison.</i>	42
<i>Tabla 7. Algunos proyectos fotovoltaicos en la industria del automóvil en Europa. Elaboración propia, basado en datos de Gestamp Solar.</i>	54
<i>Tabla 8. Potencia límite en otros países. Elaboración propia.</i>	62
<i>Tabla 9. Consideraciones sobre la figura legal del consumidor en la modalidad de Balance Neto. Elaboración propia.</i>	67
<i>Tabla 10. Tipo de Balance Neto según países. Elaboración propia.</i>	69
<i>Tabla 11. Vigencia de los derechos de consumo diferido por países. Elaboración propia.</i>	70
<i>Tabla 12. Estudio del plazo de vigencia sin remuneración de excedentes. Elaboración propia.</i>	71
<i>Tabla 13. Estudio del plazo de vigencia sin remuneración de excedentes en función del mes de inicio. Elaboración propia.</i>	73
<i>Tabla 14. Ejemplo con y sin plazo de vigencia de excedentes. Elaboración propia.</i>	76
<i>Tabla 15. Tarifas de acceso existentes. Elaboración propia.</i>	77
<i>Tabla 16. Horas punta y valle a lo largo del día. Fuente: RD 1164/2001.</i>	77
<i>Tabla 17. Horas punta, llano y valle a lo largo del día. Fuente: RD 1164/2001.</i>	77
<i>Tabla 18. Variables que intervienen en el balance neto. Elaboración propia.</i>	78
<i>Tabla 19. Fórmulas en función del consumo y la generación local. Elaboración propia.</i>	79
<i>Tabla 20. Ejemplo de valoración de los excedentes por kWh. Elaboración propia.</i>	80
<i>Tabla 21. Ejemplo de valoración de los excedentes en términos económicos. Elaboración propia.</i>	81
<i>Tabla 22. Ejemplo de descompensación entre periodos en la valoración de los excedentes con valoración en kWh. Elaboración propia.</i>	81
<i>Tabla 23 Ejemplo de descompensación entre periodos en la valoración de los excedentes con valoración en términos económicos. Elaboración propia.</i>	82
<i>Tabla 24. Leyenda del ahorro según el tipo de consume en la modalidad de balance neto. Elaboración propia.</i>	87
<i>Tabla 25. Fuente: Coste de la energía y los peajes por trimestres. Fuente: ASIF Modificado.</i>	91
<i>Tabla 26. Datos caso económico en función de parámetros. Elaboración propia.</i>	100
<i>Tabla 27. Fórmulas generales para la obtención del ahorro anual. Elaboración propia.</i>	100
<i>Tabla 28. Leyenda de las tablas del resultado del análisis de plazo de recuperación. Elaboración propia.</i>	101
<i>Tabla 29. Payback (en años) para una instalación de 10kW de tipo 2.0A en 2012. Elaboración propia.</i>	102
<i>Tabla 30. Payback (en años) para una instalación de 50kW de tipo 3.0A en 2012. Elaboración propia.</i>	102
<i>Tabla 31. Payback (en años) para una instalación de 80kW de tipo 3.1A en 2012. Elaboración propia.</i>	102

Tabla 32. Payback (en años) para una instalación de 10kW de tipo 2.0A en 2018. Elaboración propia.	103
Tabla 33. Payback (en años) para una instalación de 50kW de tipo 3.0A en 2018. Elaboración propia.	103
Tabla 34. Payback (en años) para una instalación de 80kW de tipo 3.1A en 2018. Elaboración propia.	103
Tabla 35. Saldo intercambios internacionales físicos de energía eléctrica. Fuente: Red Eléctrica de España.	117
Tabla 36. Tabla completa. Estudio del plazo de vigencia de los derechos de consumo. Elaboración propia.	136
Tabla 37. Importancia de los peajes en el precio de la electricidad. Fuente ASIF.	138
Tabla 38. Definición de los tipos de día (arriba) y temporadas según territorio (abajo) referentes a la discriminación horaria. Elaboración propia.	138
Tabla 39. Horas/día de cada tipo de día que conforman los distintos periodos de la tarifa 6. Elaboración propia.	139
Tabla 40. Horarios de los periodos tarifario por zonas en la tarifa 6. Fuente: BOE, Real Decreto 661/2007, de 15 de mayo.	139
Tabla 41. Balance eléctrico de 2011. Fuente: REE.	142
Tabla 42. Coste de inversión para las instalaciones locales fotovoltaicas. Elaboración propia.	144
Tabla 43. Coste de mantenimiento de las instalaciones locales fotovoltaicas. Elaboración propia.	145
Tabla 44. Horas equivalentes de referencia anuales en función de la zona climática y el tipo de instalación. Fuente: BOE, Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.	145
Tabla 45. Precio de la energía y tarifas de acceso en función del tipo de tarifa. Fuente: CNE.	145
Tabla 46. Variables del caso de estudio. Elaboración propia.	146
Tabla 47. Ejemplo de cálculo del “payback” en un caso concreto. Elaboración propia.	147
Tabla 48. Payback (en años) para una instalación de 10kW de tipo 2.0A (arriba), de 50kW de tipo 3.0A (medio) y de 80kW de tipo 3.1A (abajo) en 2012. Elaboración propia.	148
Tabla 49. Payback (en años) para una instalación de 10kW de tipo 2.0A (arriba), de 50kW de tipo 3.0A (medio) y de 80kW de tipo 3.1A (abajo) en 2018. Elaboración propia.	149

Índice de figuras

Figura 1: Mercado mundial del consumo de energía por región (1970-previsión 2025). Fuente: CIEMAT / EIA. Modificado	14
Figura 2: Potencial de energía solar en Europa. Fuente Comisión Europea: PVGIS. Modificado 15	
Figura 3: Grado de autoabastecimiento y evolución de la producción interior de energía. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo	16
Figura 4: Producción nacional de energía 2010. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....	16
Figura 5. Consumo mundial de energía en 2010. Fuente: Comisión Europea.....	16
Figura 6. Porcentaje de renovables en el consumo de energía primaria –incluyendo la gran hidráulica-. Fuente: CNE.....	17
Figura 7. Porcentajes en el consumo energía primaria en España (Diciembre 2010-Noviembre 2011). Fuente: IDAE.....	17
Figura 8. Porcentajes en el consumo energía final en España (Diciembre 2010-Noviembre 2011). Fuente: IDAE.....	18
Figura 9. Evolución del consumo de energía primaria (izquierda) y final (derecha) en España (ktep) 1990-2010. Fuente: Secretaría de Estado de Energía	18
Figura 10. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo	18
Figura 11. Evolución energías renovables en el sector eléctrico español. Fuente: REE.....	19
Figura 12. Potencia instalada de régimen especial en España. Fuente: CNE.....	19
Figura 13. Distribución energías renovables en España. Elaboración propia. Fuente: Ingeniería energética (2000) e IDAE (2011).....	20
Figura 14. Evolución mercado fotovoltaico en España. Fuente: ASIF	21
Figura 15. Cobertura mensual demanda eléctrica con energía solar. Fuente: ASIF	22
Figura 16. Horas de sol en un día, por trimestres y media anual. Fuente: ASIF.....	22
Figura 17. Cumplimiento de objetivos PER con fecha 2009 (abajo). Fuente: IDAE	24
Figura 18. Estimación de capacidad y generación por tecnología. Fuente: ASIF	25
Figura 19. Evolución potencia fotovoltaica acumulada. Fuente: ASIF	26
Figura 20. Esquema eléctrico actual, de la generación al consumo. Fuente: REE	27
Figura 21. Esquema del autoconsumo. Fuente: www.sud.es (empresa energías renovables) ...	29
Figura 22. Curvas típicas de consumo y generación fotovoltaicos. Fuente: UNEF.....	33
Figura 23. Autoconsumo por balance neto individualizado (izquierda) y compartido (derecha), Fuente: UNEF.....	34
Figura 24. Evolución de la evolución del precio de referencia por sistema fotovoltaico instalado. Fuente: EPIA	35
Figura 25. Potencia instalada de energía fotovoltaica en Alemania cada año. Fuente: IEA	37
Figura 26. Incentivos al autoconsumo (cents€/kWh consumido) en Alemania. Fuente: SunEdison.	37
Figura 27. Incentivos al autoconsumo en Alemania. Elaboración propia.	38
Figura 28. Potencia fotovoltaica instalada cada año. Fuente: EPIA.	38
Figura 29. Incentivos al autoconsumo en Italia. Fuente: Elaboración propia.	39
Figura 30. Incentivos al autoconsumo en Reino Unido. Elaboración propia.	40
Figura 31. Incentivos al autoconsumo en Dinamarca. Elaboración propia.....	41

Figura 32. Mapa del Balance Neto en EEUU. Fuente: DSIRE. Modificado	43
Figura 33. Competitividad de los incentivos y países que aplican autoconsumo. Fuente: SunEdison.	47
Figura 34. Estructura del precio de la electricidad. Elaboración propia. Basado en: SunEdison. 48	
Figura 35. Precio de la electricidad total en el mercado residencial en cent€/kWh en 2010 (consumo anual 2.500kWh – 5.000kWh)	49
Figura 36. Mapa del autoconsumo: barreras económicas y legales en Agosto de 2011 (izquierda) y sin incentivos (derecha). Fuente: SunEdison. Modificado.	50
Figura 37. Cambio de la cadena de valor energética con la entrada del autoconsumo. Fuente: Deloitte.	51
Figura 38. Evolución precio de la factura de la luz antes de impuestos. Fuente: UNEF.	52
Figura 39. Evolución anual coste de inversión unitario para instalaciones fotovoltaicas. Fuente: UNEF.	53
Figura 40. Evolución en años del plazo de recuperación de la inversión. Fuente: UNEF.	53
Figura 41. Esquema del sistema híbrido con generación fotovoltaica, sistema GEDELOS-FV. Fuente: Universidad Politécnica de Madrid	55
Figura 42. Resultados de las medidas experimentales sin GADE (izquierda) y con GADE (derecha). Fuente: Universidad Politécnica de Madrid.	56
Figura 43. Consumo eléctrico y generación fotovoltaica de un usuario doméstico a lo largo de un día. Fuente: ASIF. Modificada.....	59
Figura 44. Consumo y generación durante el día (a)	59
Figura 45. Consumo y generación durante el día (b)	59
Figura 46. Consumo y generación durante el día (c).....	59
Figura 47. Esquema del consumo residencial a lo largo del día en invierno (arriba) y verano (medio) y de la generación solar fotovoltaica. Fuentes: REE y UNEF. Modificado	60
Figura 48. Esquema normativo actual. Elaboración propia.	61
Figura 49. Posibles configuraciones de medida según la Propuesta Decreto Ley. Elaboración propia.	64
Figura 50. Posibles configuraciones de medida según la CNE. Elaboración propia.	65
Figura 51. Contabilidad de los derechos de consumo diferido. Fuente: Proyecto de Real Decreto del Balance Neto	80
Figura 52. Costes para el usuario asociado a la modalidad de balance neto según el Proyecto de Real Decreto. Elaboración propia.	83
Figura 53. Propuesta de costes para el usuario asociado a la modalidad de balance neto de la Comisión Nacional de Energía. Elaboración propia.	84
Figura 54. Términos de los costes de suministro. Fuente: ASIF. Modificado.....	84
Figura 55. Costes incluidos en las tarifas de acceso. Elaboración propia.	85
Figura 56. Esquema de la no correspondencia entre la estructura de costes y tarifas actuales. Elaboración propia.	86
Figura 57. Esquema del ahorro con autoconsumo con el sistema tarifario actual. Elaboración propia.	87
Figura 58. Ahorro por unidad de energía consumida en el autoconsumo instantáneo.	87
Figura 59. Ahorro por unidad de energía consumida en el autoconsumo diferido.	88
Figura 60. Coste del autoconsumo para el consumidor con la estructura tarifaria actual y adecuada. Elaboración propia.	88

Figura 61. Estudio de los peajes de acceso a tener en cuenta. Datos de 2010. Fuente: ASIF.	90
Figura 62. Esquema de la instalación eléctrica del balance neto. Fuente: KOSTAL.	94
Figura 63. Evolución del payback en función del acoplamiento de 2012 a 2018 en la zona I para una potencia de 10kW (izquierda), 50kW (medio) y 80kW (derecha). Elaboración propia	104
Figura 64.. Evolución del payback en función de la proporción de la parte variable de la tarifa de acceso cubierta de 2012 a 2018 en la zona I para una potencia de 10kW (izquierda), 50kW (medio) y 80kW (derecha). Elaboración propia.....	105
Figura 65.Evolución del payback en función de la subida de la electricidad de 2012 a 2018 en la zona I para una potencia de 10kW (izquierda), 50kW (medio) y 80kW (derecha). Elaboración propia	105
Figura 66. Evolución en la demanda eléctrica de las energías renovables. Fuente: CNE.....	117
Figura 67. Crecimiento anual demanda eléctrica (arriba) y cobertura de esa demanda (abajo). Fuente: REE.....	118
Figura 68. Curva de demanda eléctrica del 14 de marzo de 2012. Fuente: www.ree.es	118
Figura 69. Consumo por sectores un día de invierno. Fuente: REE	119
Figura 70. Estructura de generación en un día de invierno. Fuente: www.ree.es	119
Figura 71. Perfil de demanda de una semana completa en marzo de 2012. Fuente: www.ree.es	119
Figura 72. Demanda energía eléctrica en invierno (izquierda) y verano (derecha). Fuente: www.ree.es	120
Figura 73. Consumo mensual de un hogar medio. Fuente: REE.....	120
Figura 74. Consumo mensual de un hogar medio. Fuente: REE.....	120
Figura 75. Evolución de la producción del regimen especial y ordinario (arriba) y potencia instalada a 31 de diciembre de 2011. Fuente: REE	121
Figura 76. Déficit tarifario: previsión del 2009 para el 2010. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.	122
Figura 77. Costes de Acceso de Terceros a la Red: previsión del 2009 para el 2010. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.	122
Figura 78. Distribución regional de la potencia eólica en 2009.Fuente: IDAE	124
Figura 79. Evolución de la capacidad de producción de biocarburantes en España. Fuente: IDAE	124
Figura 80. Evolución de la superficie instalada en España. Fuente: IDAE	126
Figura 81. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en el planeta. Fuente: EPIA. Modificado.	126
Figura 82. Potencia conectada acumulada por Comunidades Autónomas en 2010. Fuente: CNE.	127
Figura 83. Valor del Mercado fotovoltaico español (izquierda) y dividido por tamaño de instalación (derecha). Fuente: ASIF	127
Figura 84. Comparación energía generada y prima equivalente. Fuente: CNE (izquierda). Evolución del Feed in Tariff en España para la fotovoltaica. Fuente: UNEF (derecha).	127
Figura 85. Esquema de la paridad de red y generación. Fuente: Eclareon.	128
Figura 86. Máximo potencial de generación renovable instalada en España. Fuente: Eclareon.	128
Figura 87. Evolución de costes de inversión en una instalación de tecnología cristalina en tejado (izquierda) y en suelo (derecha). Fuente: Boston Consulting Group	129

<i>Figura 88. Paridad de la red en España según los tipos de tecnología fotovoltaica. Fuente: ASIF.</i>	130
<i>Figura 89. Paridad de red con respecto al precio de mercado. Fuente: IDAE</i>	130
<i>Figura 90. Paridad de red en instalaciones fotovoltaicas en suelo con respecto al precio de mercado en Europa. Fuente: ASIF</i>	130
<i>Figura 91. Caso 1 “Scambio sul Posto”. Elaboración propia.</i>	131
<i>Figura 92. Caso 2 “Scambio sul Posto”. Elaboración propia.</i>	132
<i>Figura 93. Caso 3 “Scambio sul Posto”. Elaboración propia.</i>	132
<i>Figura 94. Hoja de características de un modulo fotovoltaico. Fuente: Atersa.</i>	140
<i>Figura 95. Hoja de características de un inversor solar “Grid Tie Inverter”. Fuente: XANTREX.</i>	141
<i>Figura 96. Comparativa de la potencia instalada en la Península y en las Islas a finales de 2011. Fuente: REE.</i>	142
<i>Figura 97. Comparativa de la demanda anual de 2011 en Península e Islas. Fuente: REE.</i>	143
<i>Figura 98. Mapa interconexiones eléctricas Islas Canarias. Fuente: REE.</i>	143
<i>Figura 99. Coste de generación fotovoltaica. Fuente: IDAE.</i>	144
<i>Figura 100. Coste en € (ordenadas) por Wpico de instalación (izquierda), de conexión (medio) y de permiso de obras (derecha) en función de la potencia instalada (abscisas). Basado en datos UNEF.</i>	144
<i>Figura 101. Coste en € (ordenadas) anual de mantenimiento (izquierda) y en concepto de seguro (derecha) en función de la potencia instalada (abscisas). Basado en datos UNEF.</i>	145



1. Objetivo

El presente documento tiene como objeto principal llevar a cabo un análisis del autoconsumo fotovoltaico a través del balance neto, así como de la normativa que lo regula. En el desarrollo de este estudio se analizarán los objetivos que pretende la nueva ley, que será previsiblemente aprobada en pocos meses en nuestro país. Además, se recogerán los beneficios e inconvenientes que conlleva, los mecanismos y el equipamiento técnico necesarios para su implantación y el potencial impacto de este cambio regulador en el suministro de energía eléctrica.

Además, se estudiarán los distintos modelos de generación de energía: el centralizado y el distribuido o embebido en el que se basa el autoconsumo, reflejando su evolución a lo largo del tiempo. Se introducirá el concepto de autoconsumo y se explicará en qué consiste y los cambios que conlleva para el modelo actual.

No se puede evaluar el impacto de una medida sin ser conocedores del contexto en el que se produce. Por ello, se hará un breve recorrido por la historia reciente de las energías renovables en nuestro país y su contribución al sector de la electricidad, especialmente en el caso de la energía solar fotovoltaica. Se pondrá especial atención en los recientes cambios normativos; desde el Real Decreto-ley 1/2012, por el que se suprimen los incentivos económicos de nuevas instalaciones de energía a través de fuentes de energías renovables, hasta el actual borrador de Real Decreto de Balance Neto que nos ocupa. El tema aquí tratado es de candente actualidad, en el que muchos de los ámbitos a estudiar son cuestión de debate en este momento.

Por ese mismo motivo, quedará recogido en el proyecto cómo es tratado el concepto del balance neto en la Unión Europea, particularizándolo en países de nuestro entorno, así como en otros lugares del planeta donde este sistema está más implantado, como es el caso de Estados Unidos.

Una vez estudiado el marco general en el que se sitúa la nueva normativa y en qué consiste la misma, se procederá a realizar un ejemplo práctico donde se particularizará la norma en una situación concreta y se hará un estudio económico para analizar hasta qué punto resultará rentable este nuevo procedimiento.

Por último, el objetivo final del proyecto es obtener una serie de conclusiones derivadas del estudio anterior, en las que quede claro el concepto del balance neto y todos los factores que influyen en su aplicación en España.

Abstract

This paper will try to carry out the analysis of the photovoltaic self-consumption through the net metering, together with the existing regulations. In order to develop this study, it will be analysed the aims that this law expects, which will be passed in few months in our country. Also, it will be taken into account its benefits and drawbacks, the mechanisms and the technical equipment demanded, and the predictable impact of this regulatory change in the current power supply model.

Furthermore, it will be also studied the various models of power generation: the centralized and the distributed one, and their evolution throughout the time. The concept of self-consumption, which is based in this last system, will be explained, analyzing the changes that involves.

It is very difficult to evaluate the impact of a measure without being familiar with the context in which it takes place. That is why it will be seen the recent history of renewable sources in Spain, and their contribution to the electric sector, specifically the case of the photovoltaic solar energy. Thus, this paper will focus in the recent legal changes; from the “Real Decreto-ley 1/2012”, which entails the abolition of feed-in tariffs (FiT) for the new renewable systems, to the current bill of net metering under consideration. This matter is a highly topical subject in this moment.

For that reason, it will be treated in this project how net metering is tackled in the European Union, particularizing in our nearest countries, and in other places where this system is more developed, like in United States of America.

Once the general framework of the new law and its characteristics are studied, it will be executed a practical example, analyzing how the law would behave in a concrete situation. It will be studied the profitability of this new procedure.

Finally, as ultimate aim, this project tries that the reader draws clear conclusions about self-consumption and net metering, and all the factors which have an influence on its implementation in Spain.

2. Introducción

Existe un término muy generalizado actualmente llamado *desarrollo sostenible*. Son muchas las definiciones dadas sobre este concepto; una de ellas, la primera y más característica, fue formulada en 1987 en el Informe de la Comisión sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo:

“Es el desarrollo que satisface las necesidades actuales de las personas sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer las suyas.”

Extrapolando este concepto al sector energético, se habla de desarrollo sostenible energético o *sostenibilidad*, que significa “aprovechar las fuentes de energía sin que se vean agotadas sustancialmente por un uso continuado de las mismas, sin que su uso suponga la emisión de sustancias perjudiciales y sin que su uso implique la perpetuación de daños o injusticias sociales” [Gil, 2008]. Y es que el desarrollo económico de una sociedad está íntimamente relacionado con el consumo de energía de la misma, tal y como se observa en la siguiente gráfica, donde el mayor crecimiento energético se corresponde con aquellos países más fuertes económicamente en cada momento:

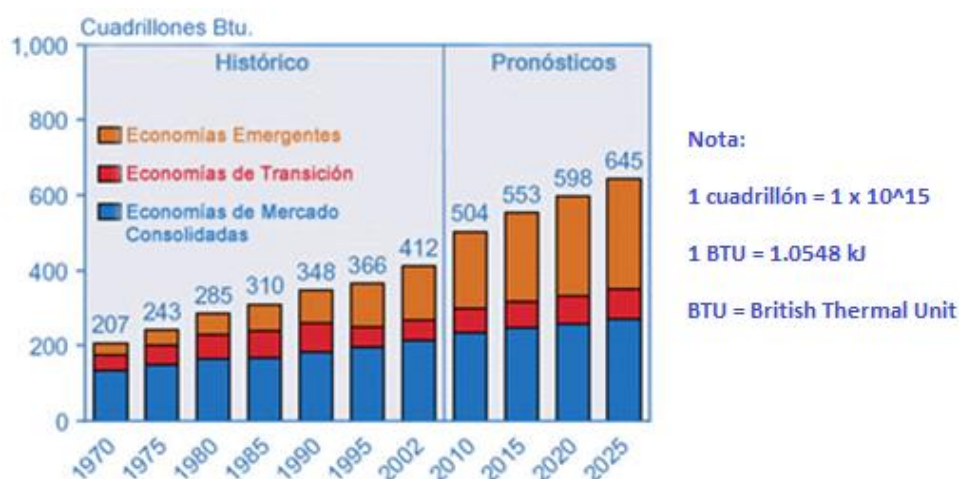


Figura 1: Mercado mundial del consumo de energía por región (1970-previsión 2025). Fuente: CIEMAT / EIA. Modificado

Dicho desarrollo se caracteriza por ser la unión de tres ejes: el social, el económico y el medioambiental. Siguiendo con la analogía, en el lado económico, la crisis actual y la falta de recursos han despertado la necesidad del ahorro energético. En esos términos, se busca una mayor eficiencia que el autoconsumo aspira a conseguir. Además, la concienciación social y medioambiental ha aumentado en los últimos años en favor del uso de energías renovables.

Tal y como señala Gregorio Gil García en su libro “Energías del siglo XXI”, son varios los factores que hacen apostar por las energías renovables en el camino hacia la sostenibilidad. Accidentes como el de la central nuclear de Fukushima tras el tsunami de marzo de 2011 en Japón, o la preocupación por los efectos nocivos de las emisiones de los combustibles fósiles, hacen que nuestra sociedad esté más concienciada con la seguridad y el medio ambiente. También lo hace la falta de reservas de estas fuentes de energía, unida a la inestabilidad política en los países de Oriente Medio, que deriva en un aumento del precio del petróleo. Si a esto se le añaden las previsiones de aumento de consumo energético (ver figura 1) causado

por las economías emergentes como China, India o Brasil, es comprensible que se piense en un cambio de paradigma en la política energética mundial.

Sin embargo, existen obstáculos que hacen que ese cambio sea difícil. El hecho de que se prevea un aumento del consumo energético mundial da lugar a una oportunidad para un mayor desarrollo de las energías renovables, pero también a que sea necesario seguir dependiendo de las tecnologías y recursos existentes. En términos muy generales, dos de los mayores problemas para el desarrollo de este tipo de fuentes de energía son la irregularidad o intermitencia de la disponibilidad, y la falta de desarrollo tecnológico que las haga accesibles.

Cuando se habla de la escasez de bolsas de petróleo no se traduce en una falta total de petróleo, sino de que no es lo suficientemente accesible con la tecnología actual. Ese mismo razonamiento se puede aplicar a las tecnologías basadas en energía renovable; no significa que no haya, sino que hasta ahora, en muchos casos, no han resultado rentables sin primas. Sin embargo, en los últimos años están madurando mucho, lo que conlleva a que su implantación esté creciendo a nivel mundial. Este concepto es de gran importancia en el caso que nos ocupa, el fotovoltaico, en el que el término *paridad de red* adquiere gran relevancia, como quedará reflejado en capítulos sucesivos.

2.1 Situación de las energías renovables en España

España depende energéticamente del exterior en gran medida, alrededor del 70% frente al 50% de la Unión Europea [Rivero, 2006]. Cuando un país tiene una elevada *dependencia energética* del exterior, como es el caso del nuestro, el aprovechamiento de recursos autóctonos disponibles se antoja esencial para el desarrollo económico del mismo. En esa búsqueda, se ha apostado por la energía renovable; no obstante, España dispone de muchas zonas con velocidades de viento adecuadas para la energía eólica y tiene un gran potencial de energía solar, tal y como se puede ver en el siguiente mapa:

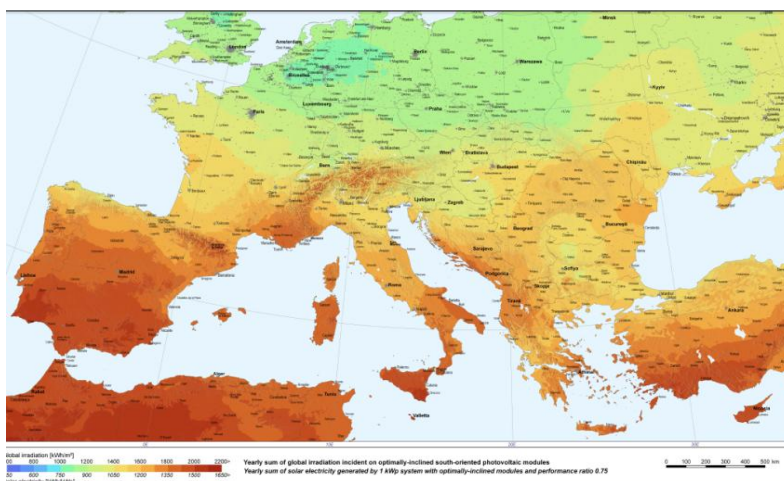


Figura 2: Potencial de energía solar en Europa. Fuente Comisión Europea: PVGIS. Modificado

Pese a ello, la estructura de consumo energético española ha estado dominada históricamente por la presencia del petróleo importado. Esa diferencia entre la producción nacional y el consumo total da lugar a la dependencia energética. El grado de autoabastecimiento español (línea roja en la siguiente figura) sigue desde 2007 una tendencia al alza, situándose en un 26.1% en 2010, 3.2 puntos por encima del 2009.

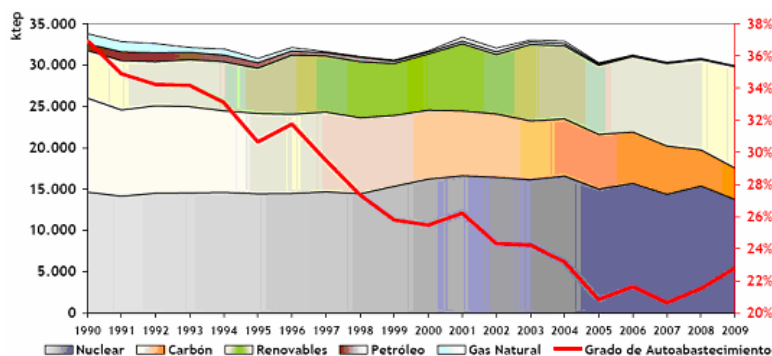


Figura 3: Grado de autoabastecimiento y evolución de la producción interior de energía. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Dentro de dicha producción nacional energética, las renovables tienen un elevado peso, tal y como se extrae del “Libro de la energía en España 2010” del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

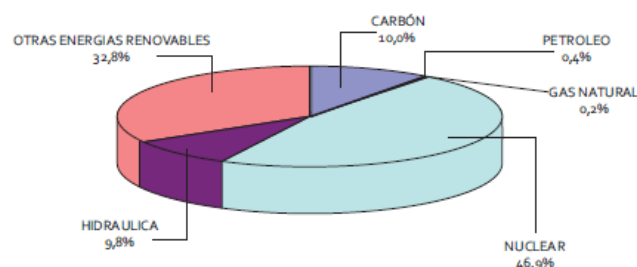


Figura 4: Producción nacional de energía 2010. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

A nivel mundial, las energías renovables supusieron un 13.3% del consumo mundial en el año 2010, un porcentaje todavía bajo, pero con un crecimiento del 15.5% respecto al año anterior. Además, la capacidad de generación con energía solar creció un 47%. Acotando el espacio a la Unión Europea de los 27, la cuota general de energías renovables alcanzó el 12.4% del consumo energético final bruto frente al 11.5% del 2009, según el estudio realizado por EurObserv'ER titulado “El estado de las energías renovables en Europa en 2010”. Estos datos ayudan para contextualizar y valorar el dato español.

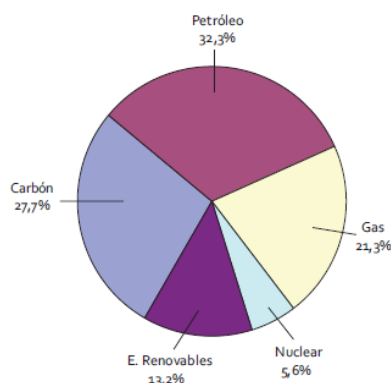


Figura 5. Consumo mundial de energía en 2010. Fuente: Comisión Europea.

En nuestro país, en las tres últimas décadas la demanda energética española ha seguido una línea progresiva alcista a un ritmo superior al crecimiento europeo, debido en parte al incremento del poder adquisitivo de la población, así como al desarrollo de diversos sectores como el de la construcción o el automovilístico. Sin embargo, desde 2008, año en que comenzó la crisis económica, se observa una tendencia contraria. Para ello, es conveniente

analizar los consumos de energía primaria - la que se obtiene directamente de la fuente - y final - aquella con la forma deseada por el consumidor -.

En el caso del consumo de *energía primaria*, la tendencia de la última década va camino de reducir la ya comentada dependencia de petróleo importado. En gran medida, esto es debido al cambio de la estructura de la generación eléctrica que se viene registrando en los últimos años. En la siguiente figura se observa como el petróleo, en morado, ha ido perdiendo peso a favor del gas y las energías renovables.

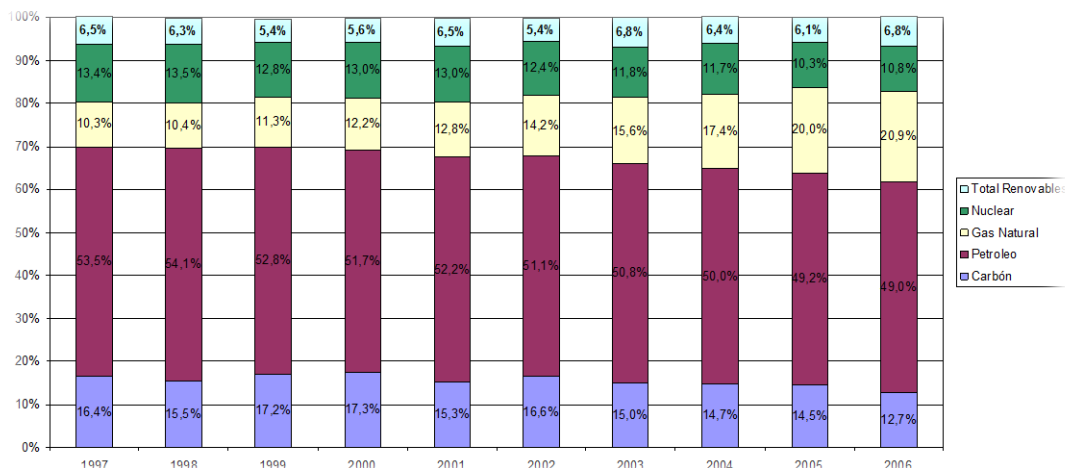


Figura 6. Porcentaje de renovables en el consumo de energía primaria –incluyendo la gran hidráulica-.
Fuente: CNE

En el año 2010 el consumo de energía primaria se incrementó en 1.2% respecto al ejercicio anterior. Esto se debió al aumento de las producciones eléctricas eólicas, solares y la generación hidroeléctrica, que permitió un menor uso de la generación termoeléctrica con carbón, gas y productos petrolíferos, rompiendo de esta manera una tendencia de dos años seguidos a la baja. Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyeron al balance total con 11.288 Ktep, el 8,5% del total, con un crecimiento del 14,2%. Sin embargo, en 2011, este valor disminuyó en un 0.7% con respecto al periodo anterior. Este comportamiento hace pensar que en el futuro este dato seguirá aumentando, una vez superada la crisis económica actual.

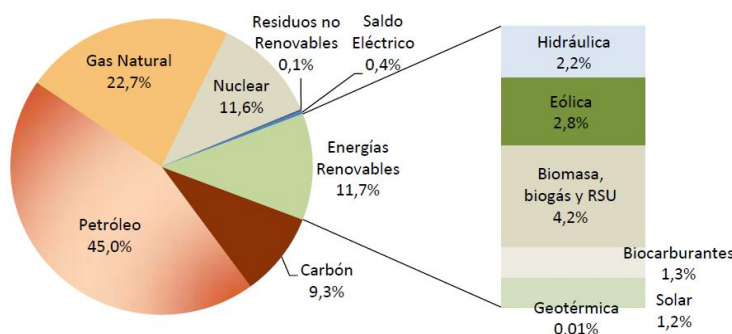


Figura 7. Porcentajes en el consumo energía primaria en España (Diciembre 2010-Noviembre 2011).
Fuente: IDAE

En el caso de la *energía final*, el valor de 2010 respecto a 2009 también aumentó (2.3%) debido a la recuperación del consumo en algunos sectores como la industria o el comercio. Por su parte, el consumo de energías renovables para usos finales en 2010 fue de

5.371 Ktep, un 5,4% del total del consumo final, con un aumento del 11,1% respecto del dato anterior. En 2011 disminuyó un 4.1%, fruto de la inestabilidad económica.

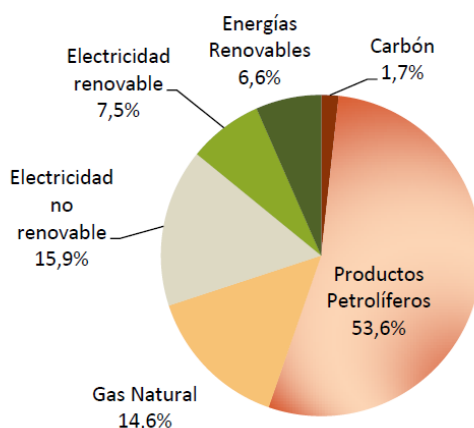


Figura 8. Porcentajes en el consumo energía final en España (Diciembre 2010-Noviembre 2011).
Fuente: IDAE

Medidas como planes de concienciación ciudadana o el autoconsumo van encaminadas hacia el ahorro y la eficiencia. Existe un indicador que se obtiene dividiendo la energía final entre el PIB, la *intensidad energética*. Esta subió en 2010 rompiendo una tendencia de mejora que continuaba desde 2004. Los años futuros indicarán si este comportamiento era síntoma de una mayor eficiencia del sistema o consecuencia de la crisis.

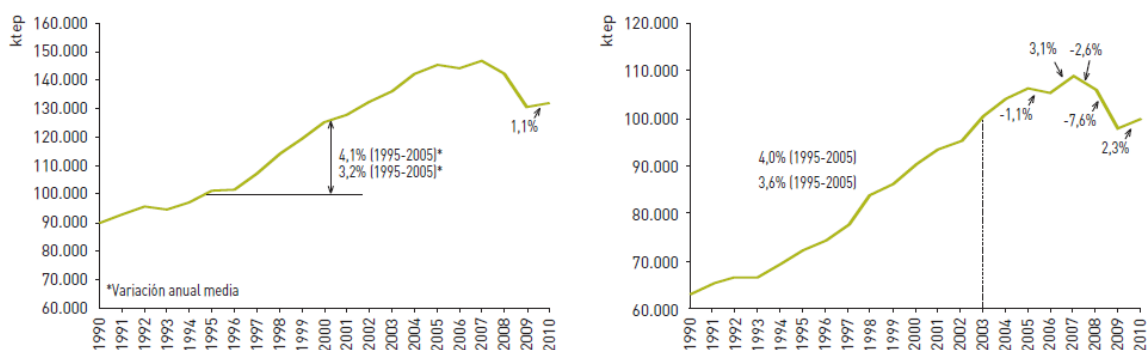


Figura 9. Evolución del consumo de energía primaria (izquierda) y final (derecha) en España (ktep) 1990-2010. Fuente: Secretaría de Estado de Energía

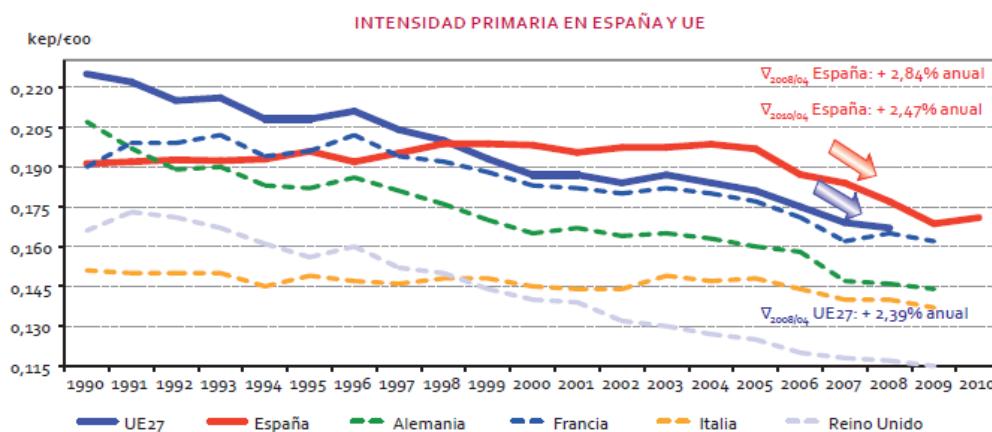


Figura 10. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

2.1.1 El sector eléctrico

La energía primaria se puede transformar en *energía secundaria*, como es el caso de la electricidad. Ese es el objetivo de la energía solar fotovoltaica, a diferencia de la solar térmica. En el ANEJO I se encuentra una información más detallada sobre este sector.

Atendiendo a la evolución de la demanda anual, siempre en el sistema peninsular en 2011, este dato registró un descenso del 1,2% respecto al año anterior. En conjunto, las energías renovables cubrieron el 33% de la demanda, tres puntos menos que el año anterior, debido principalmente al descenso de generación de energía hidráulica. Pese a ello, el crecimiento en los últimos años es muy destacable.

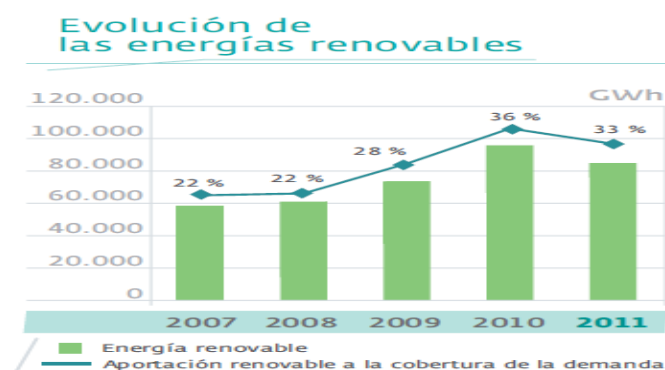


Figura 11. Evolución energías renovables en el sector eléctrico español. Fuente: REE

La potencia instalada, en cambio, aumentó en un 1.9%. El 93% de ese aumento proviene de nuevas infraestructuras de origen renovable, principalmente eólicas y solares. En cuanto al balance de producción, la mayor parte de las tecnologías registraron caídas de producción respecto al año anterior, salvo las centrales de carbón, que duplicaron su generación, y las tecnologías fotovoltaica y termoeléctrica, que obtuvieron un incremento del 26% y del 193% respectivamente, como señala el informe de Red Eléctrica de España para el 2011. El siguiente gráfico demuestra la evolución temporal de este tipo de fuentes:

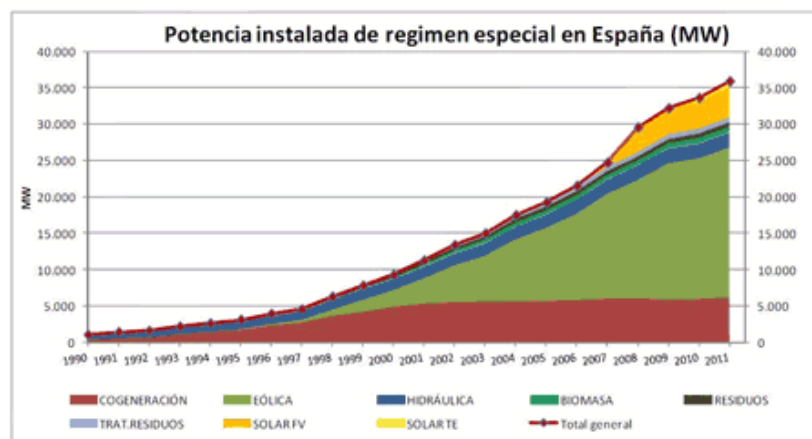


Figura 12. Potencia instalada de régimen especial en España. Fuente: CNE

Sin embargo, el sector eléctrico en la actualidad está marcado por el *déficit tarifario* existente. Se define como la diferencia entre el total recaudado por las tarifas de acceso a las redes y los costes reales asociados a dichas tarifas, que se da en las actividades reguladas. Esta situación marca las medidas en el sector eléctrico español, encaminadas hacia la disminución de los costes del sistema. El informe 39/2011 del CNE señala:

“La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos diez años ha generado una deuda del sistema estimada en torno a 21.828M€ a 31 de diciembre de 2011”

2.1.2 Principales fuentes renovables

Una vez vista la situación general de las energías renovables en España, se puede analizar el peso de cada una de ellas, así como las tecnologías más destacadas en el panorama nacional. En una década, son varios los cambios que se pueden observar.

Fuente de energía 2000	%	Fuente de energía 2011	%
Biomasa.	56,2	Biomasa, biogás y RSU	35,9
Hidráulica >10MW	30,5	Hidráulica	18,8
(Mini)hidráulica	6,4	Biocarburantes	11,1
Eólica	1,2	Eólica	23,9
Solar térmica	0,45	Solar	10,2
Geotérmica	0,12	Geotérmica	0,1
Solar fotovoltaica	0,03		

Tabla 1. Elaboración propia. Fuente: Ingeniería energética (2000) e IDAE (2011)

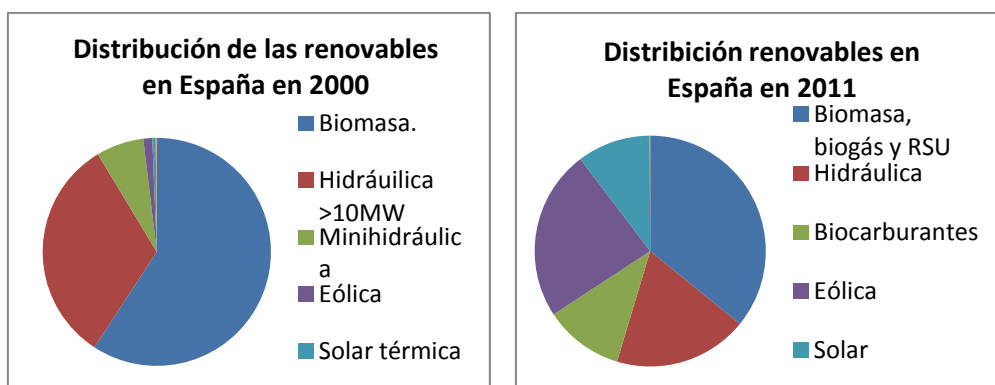


Figura 13. Distribución energías renovables en España. Elaboración propia. Fuente: Ingeniería energética (2000) e IDAE (2011)

Consumo de energías renovables en España (ktep)					
	1990	2000	2004	2007	2010
MINIHIDRÁULICA (<10 MW)	184	376	417	333	575
HIDRÁULICA (>10 MW)	2.019	2.159	2.297	1.951	2.536
EÓLICA	1	403	1.338	2.385	3.914
BIOMASA*	3.753	3.630	4.107	4.574	9.208
BIOGÁS	—	125	275	339	455
BIOCARBURANTES	—	51	228	159	2.2000
RSU.	—	261	395	404	395
SOLAR TÉRMICA	22	31	54	95	376
SOLAR FOTOVOLTAICA	0	2	5	158	52
SOLAR TERMOELÉCTRICA	0	0	0	0,7	509
GEOTERMIA	3	8	8	8	8
TOTAL	5.983	7.047	9.124	10.407	20.228

*En 1990, Biomasa incluye R.S.U., biogás y biocarburantes.
Datos 2010: Objetivos del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010.
Objetivos del plan del PER fijados bajo la hipótesis de año hidráulico y eólico medio.

Fuente: IDAE

Tabla 2. Consumo de energías renovables en España. Fuente: IDAE

Se puede concluir que la energía procedente de la biomasa tiene una posición preponderante en el conjunto de las renovables; sin embargo, ese dominio se ha ido reduciendo con el tiempo. La utilización de los biocarburantes, especialmente a partir de 2009, la subida de la energía solar y, sobre todo, el espectacular despegue de la energía eólica en nuestro país han hecho que la distancia de estas con respecto a la hidráulica o la biomasa se reduzca considerablemente. En el ANEJO II se definen brevemente las principales fuentes de energía renovable y su situación actual.

2.1.3 Energía solar fotovoltaica

La normativa estudiada en este proyecto trata de impulsar la energía solar fotovoltaica, por lo que en este apartado se introducirán los conceptos más relevantes para la misma. Si se desea ampliar esta información, se puede encontrar en el propio ANEJO II. Como se ha comentado anteriormente, España tiene una posición privilegiada en cuanto a niveles de radiación solar, por lo que el potencial de esta tecnología es muy grande. Dicha radiación incidente se puede transformar en electricidad a través de del efecto fotovoltaico. Este proceso se produce en las centrales fotovoltaicas, que pueden ir desde pequeñas instalaciones en un tejado, hasta plantas de varios megavatios. El modelo más desarrollado en España es el conocido como “huerta solar”. Por su parte, el mercado de energía fotovoltaica en nuestro país se ha caracterizado por su tendencia irregular, marcada por cambios de ritmo muy acentuados en cuanto a potencia instalada. En tal tendencia mucho han tenido que ver los cambios normativos que han afectado a este sector y que se analizarán en el siguiente punto.

A finales de 2007 y principalmente en 2008, el mercado sufrió una espectacular subida, aumentando en casi 23 veces la potencia acumulada en dos años. Esto es debido en gran parte a una retribución favorable y a la simplificación de las condiciones de conexión de sus instalaciones. Un año más tarde, el sector fotovoltaico español pasó por uno de sus peores momentos dada la disminución de las primas y la inseguridad jurídica, lo que provocó un hundimiento de la demanda, agravado por el contexto económico de reducción del gasto. No obstante, ese año España se encontraba en segunda posición a nivel europeo en potencia instalada, con más de 500 empresas dedicadas al desarrollo de esta tecnología y 30 centros de investigación. El 2010 supuso un año de ligera recuperación, como se puede ver en el gráfico extraído del informe anual 2011 del ASIF, Asociación de la Industria Fotovoltaica.

En 2010, el sector ocupaba a más de 12.000 personas directamente, aunque desde 2008 sigue una tendencia de destrucción de empleo. En los años 2009 y 2010 el sector fotovoltaico se reorientó hacia las instalaciones ubicadas en edificaciones frente a las de suelo, predominantes en 2007 y 2008.

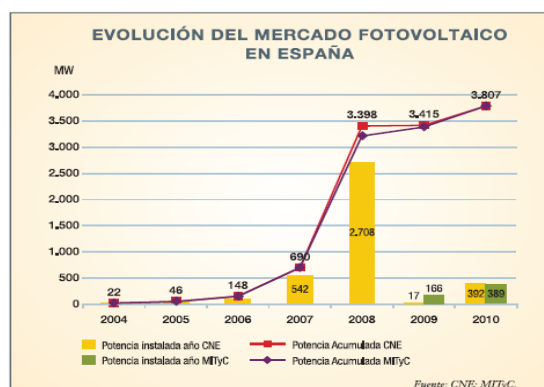


Figura 14. Evolución mercado fotovoltaico en España. Fuente: ASIF

Con respecto a la cobertura de la demanda eléctrica en 2011, la solar fotovoltaica cubrió un 3% del total, con una tendencia al alza. Para esta tecnología, es obvio que existe una variación de la generación durante el día, atendiendo a las horas de mayor radiación solar, pero la estacionalidad también juega un papel muy relevante. En la siguiente gráfica se analiza la evolución del tanto por ciento de demanda cubierta mensualmente en los años 2009 y 2010 de la energía termosolar y fotovoltaica. Como se puede ver, la diferencia entre los meses de verano e invierno es muy significativa.

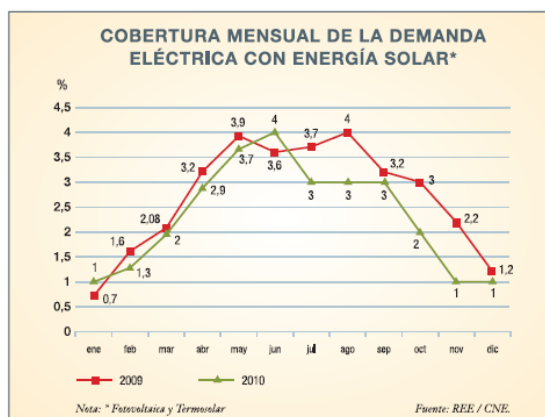


Figura 15. Cobertura mensual demanda eléctrica con energía solar. Fuente: ASIF

También lo es la variación horaria; las horas de sol, y por tanto de generación de electricidad, no coinciden con la curva de consumo. En ese punto nace el concepto del balance neto de energía, que será abordado posteriormente.

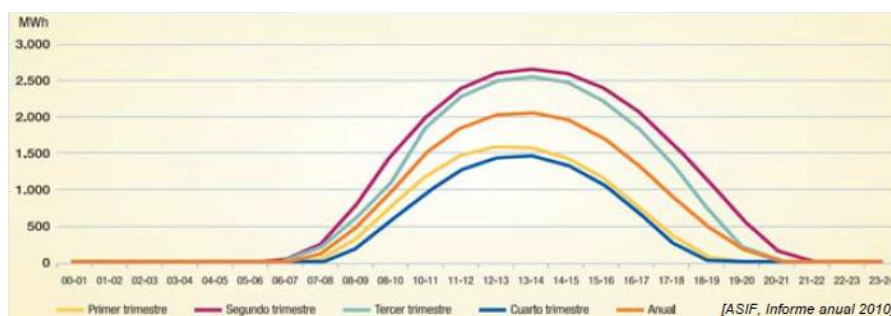


Figura 16. Horas de sol en un día, por trimestres y media anual. Fuente: ASIF

Las ventajas de este tipo de fuentes reúnen las propias de las renovables, siendo energías limpias e inagotables; además, son silenciosas, modulares –se pueden construir centrales pequeñas–, su tecnología es muy fiable y aún tienen gran posibilidad de desarrollo por delante. Por el contrario, los continuos cambios regulativos son un foco de inestabilidad, la inversión inicial requerida es alta, el proceso de fabricación de los módulos es complejo, la energía es difícil de almacenar y su naturaleza intermitente dificulta la gestión de la cobertura de demanda. Ante este último inconveniente, un cambio regulador que permita realizar un balance neto puede resultar una ventaja a tener en cuenta.

El factor fundamental que impulsa el desarrollo de una fuente de energía es su tecnología. Las continuas innovaciones registradas en los últimos años han hecho que los costes de los principales componentes se hayan reducido en más de un 50%. Este hecho, combinado con el crecimiento constante del precio de la electricidad producida con fuentes convencionales, hace que se vislumbre en un futuro próximo (2015 para instalaciones con potencia menor de 20kW según la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica, EPIA) el

concepto de paridad de red. Dicha paridad de red se produce cuando el coste de producción de energía fotovoltaica sin primas es igual al precio de la electricidad consumida de la red.

2.1.4 Cambios normativos

Sin embargo, no se debe olvidar la regulación como factor crítico de éxito, ya que tradicionalmente los incentivos públicos han sido claves a la hora de evaluar la rentabilidad de esta energía, por lo que la crisis económica y la política de reducción del déficit son un reto para las energías renovables y especialmente para la fotovoltaica.

En el apartado anterior se han visto reflejados los grandes cambios en cuanto a potencia fotovoltaica instalada, en los que las variaciones en las leyes han tenido una contribución muy grande, según todas las fuentes consultadas. Para entenderlo, se va a realizar un breve recorrido por las medidas más importantes tomadas hasta ahora que han afectado a nuestro país, con el fin de entender mejor la situación actual y las medidas que sería oportuno tomar de cara al futuro.

Tras la segunda crisis del petróleo, de 1979, y teniendo en cuenta la dependencia española de este combustible, se estableció la Ley de la Conservación de Energía en 1980 para intentar reducir dicha dependencia. Remontándose a años más cercanos, en 1997 se definió el objetivo de llegar al 12% de energías renovables en 2010. Desde entonces se fueron sucediendo leyes que trataron de imponer a la industria sistemas de generación basadas en este tipo de energía, pero la política resultó ser ineficaz, y en 2004 solo se había cumplido el 28,4% del objetivo marcado.

Ante tal situación, en 2005 se aprobó un *Plan de Energías Renovables*, el PER, y un Plan de Acción para la mejora de la eficiencia energética para llegar al objetivo del 12%. Desde el momento de su puesta en vigor, la aportación de este tipo de energías creció a gran ritmo. En 2007, según la CNE, se había conseguido más del 85% del objetivo. El Gobierno dio un plazo de un año para que las instalaciones en curso no finalizadas se inscribieran en el RAIPRE, Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, para poder ser beneficiarios de la tarifa regulada establecida. Aquellas que lo hicieran después, se beneficiarían de unas primas de menor cuantía, lo que provocó un descenso vertiginoso en 2009 en la instalación de muchas de estas tecnologías.

Para el caso concreto de la fotovoltaica, el Real Decreto 436/2004 proporcionaba una posibilidad de obtener una rentabilidad razonable, por lo que el mercado nacional comenzó a despegar. Las primas eran muy elevadas con respecto a otras tecnologías, valga como ejemplo que para instalaciones de hasta 100kW la retribución era del 575% de la Tarifa Media o de Referencia (TMR) durante los primeros años y 80% durante el resto de la vida de la instalación, frente al 40% aproximado del TMR de la eólica. Eso explica el gran cambio que se produjo cuando se derogó la ley. Si se observa la gráfica de potencia instalada del capítulo anterior, se ve claramente cómo se corresponde el aumento de potencia instalada y posterior disminución a los cambios normativos comentados, ya que en el caso fotovoltaico la reducción fue especialmente drástica.

Se puede valorar el grado de cumplimiento del PER a finales de 2010 tomando datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético IDAE; se concluye que el PER supuso un éxito y el dato final fue muy cercano al 12%, superándose el objetivo marcado en muchas tecnologías.

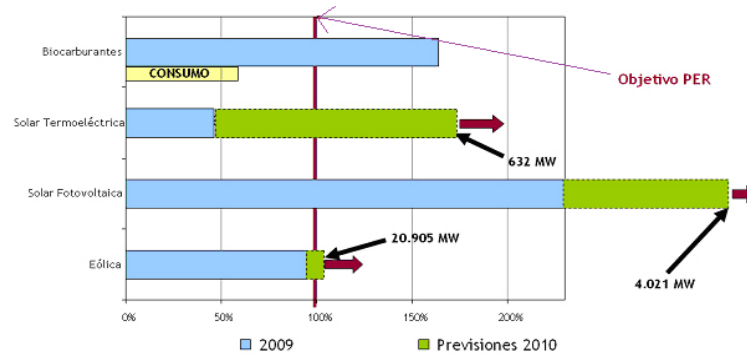


Figura 17. Cumplimiento de objetivos PER con fecha 2009 (abajo). Fuente: IDAE

El 27 de Enero de 2012 se aprobó el Real Decreto-ley 1/2012, por el cual:

“se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.”

Esta ley supone la supresión de los incentivos para la construcción de nuevas instalaciones con carácter temporal para mitigar unos costes demasiado elevados según el Gobierno de España, hasta “la solución del déficit tarifario del sistema eléctrico”. Los motivos que se argumentan para la implantación de la norma son: la superación de los objetivos de potencia instalada para las tecnologías eólica, solar termoelectrica y fotovoltaica, que pone de manifiesto “un desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas”; el riesgo de no cumplir la supresión del déficit tarifario a partir de 2013; el margen de maniobra existente hasta 2020 para cumplir con el nuevo Plan de Energías Renovables; la posibilidad de cubrir la demanda prevista en los próximos años con la capacidad de generación instalada actual y la compleja situación económica y financiera del país.

En la propia ley se recoge la futura regulación del balance neto, reconociendo la importancia creciente del consumo de los segmentos de menor escala, y se destaca la necesidad de diseñar un nuevo modelo retributivo acorde con la situación económica. La Comisión Nacional de Energía, por su parte, en su informe 18/2011 señaló que a efectos de atenuar el impacto de la financiación de las primas a las renovables y con el fin de reducir el déficit tarifario, se podrían analizar otros escenarios para buscar financiación en otros sectores u obtener “ingresos generados con subastas de licencias a emisión de CO₂ a partir de 2013”.

En el otro lado, ha habido voces contrarias a esta medida. La Fundación Renovables se opone a esta política, y considera negativos tanto el Real Decreto-ley 1/2012 antes citado como el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que “se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista”. También mostraron su disconformidad asociaciones como la Asociación Empresarial Eólica o la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), partidarios de una política energética “equitativa, que comprometa a todo el sector y no sólo a las renovables”, y consideran positiva una política de incentivos a las renovables incluso en un futuro estado de paridad de red.

De hacerse definitiva esta situación, podemos estar ante un cambio de dirección de las energías renovables: frente a la estrategia de maximizar la potencia instalada y producción a través de primas a estas fuentes, se impondría un escenario de búsqueda de reducción del déficit. Sin embargo, el mismo objetivo final es el mismo: la eficiencia y el ahorro energético.

Como se analizará posteriormente, son varias las leyes encaminadas hacia la generación distribuida y el autoconsumo, como el Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, “por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia”, o el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen las condiciones económicas, técnicas y administrativas de este sistema de suministro, a la espera del decreto definitivo.

2.1.5 Perspectivas futuras

El futuro tiende hacia un mayor uso de las energías renovables, y eso se traduce en planes para el año 2020 en el que su peso aumentará, aunque la cuantía de ese incremento también vendrá dada por la situación económica de cada zona del planeta. La otra senda de futuro es el ahorro energético. Por ejemplo, la Unión Europea tiene como objetivo obtener el 20% de su energía a través de fuentes renovables, así como reducir su consumo de energía otro 20%, y establece un Plan de Acción Nacional en materia de Energía Renovables para cada estado miembro, el PANER.

Este documento calcula que en 2020 España habrá un saldo exportador de 25.000 GWh, siempre y cuando aumente la capacidad de interconexión del país con el resto del continente, actualmente la más baja de Europa. El PANER analiza dos posibles escenarios para 2020, uno denominado “de referencia” y otro “de eficiencia energética adicional”. En este último, se prevé que las energías renovables aumenten un 6,34% de media anual, aportando cerca de 152.000 GWh en 2020 y un porcentaje de generación eléctrica próximo al 40%, correspondiendo a la solar fotovoltaica el 3,6%.

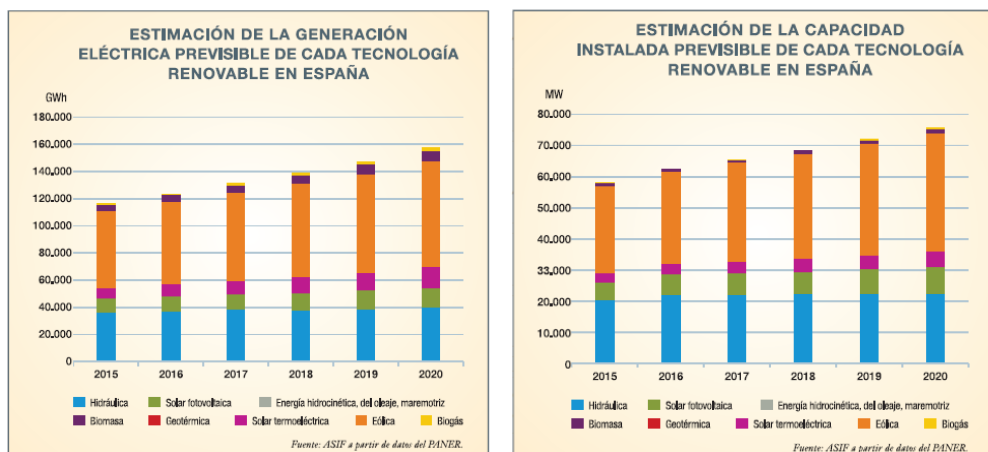


Figura 18. Estimación de capacidad y generación por tecnología. Fuente: ASIF

Dicho documento estima que la contribución fotovoltaica será de 14.316 GWh en 2020, con una potencia acumulada total de 8.367 MW. Un 67% de ella se correspondería con instalaciones fijas en edificaciones. El PANER augura una mayor penetración a partir de 2015 en sistemas para autoconsumo de energía conectados a la red de distribución y asociados a suministros existentes, según se vaya alcanzando la paridad del coste de generación solar con el precio de la electricidad para el consumidor.

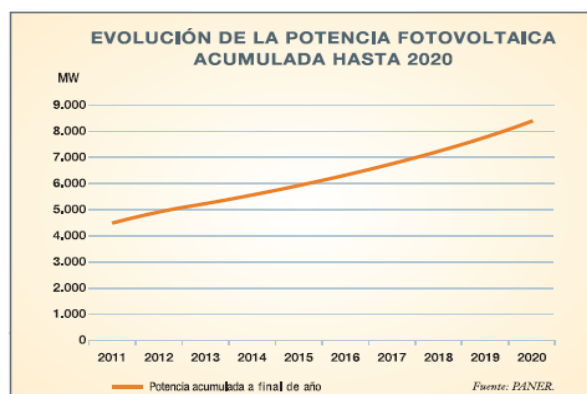


Figura 19. Evolución potencia fotovoltaica acumulada. Fuente: ASIF

Con el PANER coexiste otro documento, desarrollado en y para España, el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. En él, se prevé que para el año 2020 la participación de las energías renovables sea del 22,7% sobre la energía final. El mayor desarrollo de las fuentes renovables en España correspondería a las áreas de generación eléctrica, con una previsión de la contribución de las energías renovables a la generación bruta de electricidad del 42,3% en 2020. Este objetivo está 2,7 puntos por encima del europeo.

Si se habla solo de energía solar fotovoltaica, el reto principal radica en seguir mejorando la tecnología para reducir costes, acercándose de esa forma a la paridad de red, y la integración técnica en la red. En el plano normativo, el objetivo debe ser eliminar barreras burocráticas y administrativas. El sector eléctrico camina hacia un modelo distribuido y hacia el autoconsumo, por lo que una regulación adecuada del balance neto se antoja fundamental para el desarrollo de esta fuente de energía.

2.2 Modelos de generación eléctrica

El contexto actual del sistema eléctrico tradicional se caracteriza por una creciente complejidad y un desequilibrio entre horas valle y punta, lo que lleva a la saturación del modelo. Por su parte, tal y como se ha reflejado anteriormente, existe una mayor penetración de generación de origen fotovoltaico en las redes eléctricas, evolucionando hacia un modelo más distribuido. Esto se debe a su integración en entornos urbanos e industriales a partir del año 2009. Y el futuro va en esa dirección, ya que por la Directiva 2010/31/UE sobre la Eficiencia Energética de los Edificios a partir de 2020 todos los edificios nuevos deben ser de consumo casi nulo (con un nivel de eficiencia energética muy alto cubierto en muy amplia medida por energía procedente de fuentes renovables).

Por otro lado, el precio de la electricidad sigue una tendencia de claro aumento, mientras se reducen (o eliminan) las primas de las energías renovables y los costes de generación de la energía solar fotovoltaica van decreciendo a medida que se mejora su tecnología. No obstante, desde 2004 hasta finales de 2011 España pasó a contar con 60.000 puntos de generación frente a los 5.000 iniciales, muchos de ellos haciendo uso de la tecnología fotovoltaica. Todo ello va encaminado hacia nuevos métodos de operación como el autoconsumo por balance neto.

2.2.1 Generación centralizada y distribuida

El esquema tradicional de la estructura de los sistemas eléctricos se caracteriza por ser muy jerárquico, en el que pocos productores de energía abastecen a muchos consumidores. Esta forma de funcionamiento piramidal es conocida como *generación centralizada*, y se basa en un flujo de potencia unidireccional y un escaso control sobre la demanda.

En este modelo, la energía se produce en grandes plantas centralizadas, típicamente centrales hidroeléctricas, nucleares o de combustibles fósiles. Tradicionalmente, con el emplazamiento se buscaba obtener un gran rendimiento económico, logístico y medioambiental. En otros casos no hay posibilidad de elección: las centrales hidroeléctricas están emplazadas donde hay cursos de agua, y las térmicas lejos de las ciudades por la contaminación atmosférica que producen. La seguridad también es un factor importante a tener en cuenta en su localización geográfica.

A través de grandes centrales eléctricas de elevada potencia se genera electricidad a tensiones de entre 5.000 y 25.000 voltios, que mediante subestaciones de transformación elevadora se aumenta hasta los voltajes utilizados para transportar la electricidad, de 220.000 a 400.000V. Las líneas de transporte llevan la energía eléctrica desde las grandes instalaciones de producción a los centros de consumo más importantes. En las subestaciones de transformación se reduce la tensión de la corriente para adecuarla a la alta tensión de la red de distribución. Esta distribución puede ser de alta (de 37.500 a 176.000V), media (1.000 a 37.500V) y baja tensión (menor de 1.000V). Las grandes industrias pueden recibir energía eléctrica a alta tensión; si la electricidad pasa por centros de transformación, se distribuye a medio (a industrias o consumidores que requieren tales niveles de tensión) o bajo voltaje (para viviendas e industria pequeña).

Por tanto, las grandes centrales de generación se encuentran en muchos casos lejos de los centros de consumo, ubicados en las ciudades más pobladas. Tal descompensación entre generación y demanda hace que la electricidad recorra largas distancias antes de ser consumida, lo que reduce el rendimiento energético del sistema, y hace que sea necesario dotarlo de una infraestructura de transporte compleja.

Ese rendimiento se reduce por las pérdidas en el transporte, que se sitúan en torno al siete u ocho por ciento, llegando incluso al trece o catorce por ciento en periodos punta. En un momento en el que la eficiencia energética adquiere tanta relevancia, es un inconveniente importante para el sistema. Además, estas grandes instalaciones pueden generar una oposición social, como el caso de las centrales nucleares o el de las redes de transporte al atravesar ciertos parajes, por motivos de seguridad y medioambientales.

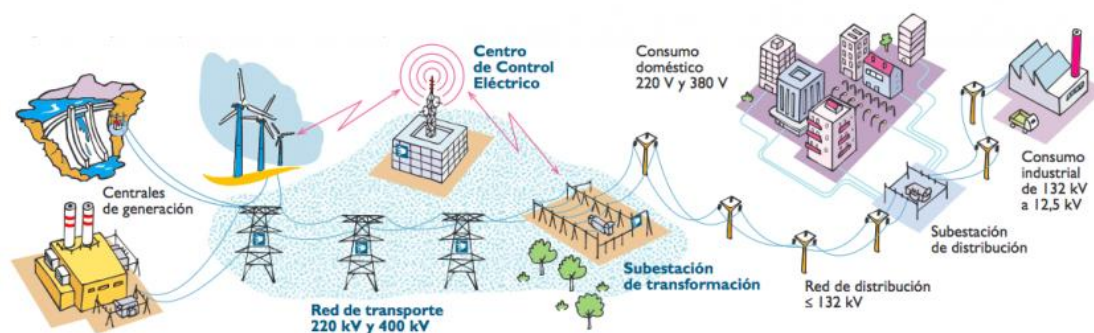


Figura 20. Esquema eléctrico actual, de la generación al consumo. Fuente: REE

Por otro lado, existe una saturación en las redes de transporte, lo que unido a la proliferación de pequeñas plantas cerca de los lugares de consumo (incluso en el mismo edificio) de manera paulatina da lugar a un cambio de enfoque hacia una generación más distribuida, en el que la generación y el consumo están muy próximos.

No hay consenso internacional para la definición de *generación distribuida*. Por ejemplo, la “Distribution Power Coalition of America” (DPCA) la define como “cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución”, mientras que la Agencia Internacional de la Energía (IEA) considera que lo es únicamente “la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini- y micro-turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica”.

Teniendo en cuenta la norma española, una definición que se adapta muy bien al marco español según el Observatorio Nacional de la Sociedad de la Información de Castilla y León es:

“[...] conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución debido a que se caracterizan por su pequeña potencia y por su ubicación en puntos cercanos al consumo”.

La generación distribuida es también conocida como generación in-situ, embebida o descentralizada. Es de tipo malla, frente a la estructura piramidal de la centralizada. Esta red fomenta la producción de energía de pequeña potencia cerca de los lugares de consumo, lo que reduce las pérdidas de electricidad en el transporte. Eso se traduce en ahorro de energía y, por tanto, en eficiencia. También se ahorra en inversión en infraestructuras de transporte y distribución al ser menor la longitud y el número necesario de ellas. Además, se reducen las reservas necesarias de capacidad de potencia de generación instalada, así como las emisiones nocivas. También se produce una disminución del impacto de las grandes infraestructuras eléctricas en el entorno.

En cuanto al uso de fuentes de energía renovable, este sistema es mucho más propicio que el anterior. Los modelos empleados como fuentes de energía distribuida son plantas de generación de energía a pequeña escala, generalmente en un rango de 3 kW a 10.000 kW. La tecnología disponible para proyectos de generación eléctrica distribuida incluye las energías renovables (fotovoltaica, aerogeneradores, mini-hidráulica, biomasa o geotérmica entre otras) y algunos tipos de energía convencional (máquinas de combustión interna, máquinas de combustión externa –Stirling-, micro-turbinas, etc.). La creciente accesibilidad de las tecnologías actuales permite poner en marcha este tipo de sistemas, ya que su evolución tecnológica y comercial está logrando una reducción de costes de inversión considerable.

Las ventajas para los consumidores son la mejora de la autonomía energética y una mayor seguridad de suministro, ya que poder generar electricidad permite reducir la dependencia de las compañías eléctricas. Por el contrario, hay varios problemas que resolver en el camino hacia la generación distribuida. Uno de ellos es el grupo de poder que pueden ejercer las grandes compañías eléctricas si la futura normativa no les beneficiara, y el otro es el esfuerzo normativo requerido debido a la complejidad burocrática de este tipo de sistemas. La complementariedad entre el modelo centralizado y distribuido será la base para el desarrollo futuro.

El Real Decreto 1699/2011, del 18 de noviembre de 2011, da un paso importante para la generación distribuida en España, ya que regula la conexión de instalaciones de producción de energía eléctrica a pequeña escala, simplificando los procedimientos administrativos para acelerar la entrada en el sistema eléctrico de instalaciones de pequeño tamaño. Además, esta norma da pie a la regulación del balance neto y el desarrollo de la misma para autoconsumir la energía producida.

2.2.2 Autoconsumo

Dentro de la generación distribuida, la producción para *autoconsumo* se presenta como la principal vía de desarrollo de este cambio de modelo. Se trata de llevar la generación embebida a su máximo exponente, donde el productor es a la vez consumidor de esa energía. Este cambio de filosofía no quiere decir que consuma exclusivamente la energía que produce, ni tampoco implica que se realice una actividad económica como productor, sino que el consumidor puede seguir conectado a la red y se producen intercambios de energía que se pueden regular de distintos modos. Se define la energía autoconsumida como aquella que se consume a través de generación local.

En el esquema tradicional, los consumidores y generadores están en lados opuestos de la cadena del mercado eléctrico (generación, transporte, distribución, comercialización). Los consumidores contratan la electricidad a través de los comercializadores, ya sea en el mercado liberalizado o acogiéndose a la Tarifa de Último Recurso (TUR), según sean sus condiciones particulares. A continuación se puede ver el esquema del autoconsumo particularizado para una vivienda con placas fotovoltaicas, donde se genera y consume electricidad al mismo tiempo. La energía requerida por el consumidor que no se pueda autoproducir se seguirá suministrando por los mecanismos habituales, mientras que la energía eléctrica sobrante se puede tratar de varias maneras, como se verá a posteriori.

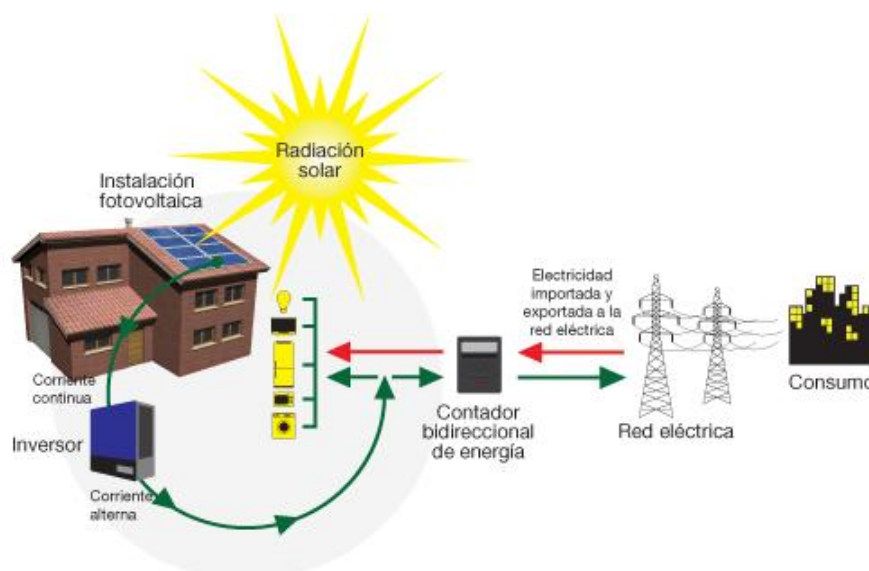


Figura 21. Esquema del autoconsumo. Fuente: www.sud.es (empresa energías renovables)

El autoconsumo brinda una serie de oportunidades y ventajas para todos los agentes que intervienen en proceso de manera directa o indirecta, tanto que se habla de la “democratización” de la energía eléctrica. Para el sistema, supone implantar un modelo más distribuido, con todas las ventajas expresadas en el punto anterior, como el ahorro generado

al evitar pérdidas por transporte y distribución, que supone un coste anual de cerca de 2.000 millones de euros, y las menores necesidades de infraestructura de red.

Para la figura del productor y consumidor, este sistema supone un ahorro energético, y por tanto económico, a partir de una inversión inicial, lo que permite convertir el ahorro privado en una inversión beneficiosa para la economía nacional. Según estimaciones del Instituto para el Ahorro y la Diversificación de la Energía, la factura eléctrica se podría reducir entre un 60 y un 80%. Si a esto le sumamos la accesibilidad cada vez mayor de la tecnología fotovoltaica y la subida de precios de la electricidad (un 40% desde el 2005 hasta el 2012), el mismo IDAE calcula que autoproducir energía será más rentable que comprarla a partir de 2015, alcanzando por tanto la paridad de red. Por otro lado, el autoconsumo daría a los usuarios una mayor independencia frente al sistema eléctrico y las empresas del sector. Además, el consumidor puede adaptar su curva de generación y demanda lo máximo posible para autoconsumir la energía que produce.

Si se habla de la contribución del autoconsumo a la industria, se potencia esta actividad económica y su tejido industrial, pudiéndose orientar hacia el desarrollo de la investigación tecnológica y el aumento de competitividad de las empresas del país. Esto desembocaría en la creación de empresas de servicios energéticos para la instalación y mantenimiento de estas centrales, y por tanto en la creación de empleo. La UNEF calcula que la reactivación del sector fotovoltaico mediante el autoconsumo crearía “30.000 empleos locales, estables y de calidad”.

Con este tipo de generación se elevaría la cuota de energías renovables, con los consecuentes beneficios que ello implica: medioambientales, reducción de la dependencia energética del exterior y del uso de combustibles fósiles, etc. En los hogares, por ejemplo, se podrían utilizar fuentes renovables tales como la mini-eólica, mini-termosolar, la biomasa o la solar fotovoltaica. Particularizando para esta última, a su favor destacan su avanzado nivel de desarrollo, que permite conectar las placas solares a la red doméstica, y la tendencia de los precios a la baja, ya que el coste de los paneles solares ha caído un 70% desde el 2008 al 2012. Además, autoproducir parte de su electricidad puede servir para que el ciudadano se conciencie con el coste de la misma, estableciendo el ahorro como uno de sus objetivos cotidianos y fomentando así un comportamiento responsable y ecológico.

En el lado opuesto, mientras que en el sistema tradicional solo hacía falta registrar el dato de energía eléctrica consumida a la hora de aplicar la factura a los consumidores, para el consumidor-productor habrá que tener en cuenta la cantidad de energía producida que se inyecta en la red, la autoconsumida y la que consume de la manera que se venía haciendo hasta ahora. Esto conlleva un mayor esfuerzo administrativo y de gestión, pero también tecnológico, ya que los sistemas deben estar preparados para recibir e inyectar energía, así como realizar mediciones en ambos sentidos.

Por su parte, con el uso de energías renovables tiene lugar un desvío entre la curva de generación y la de consumo, por lo que se deberán gestionar esos desvíos y sus costes asociados. Es necesario definir qué se hace con la energía sobrante: almacenarla, traspasarla a la red - y si es así en qué condiciones-, etc. Otro problema añadido es la dificultad de llevar a cabo una previsión fidedigna de estos desvíos. Para ello se requiere la aplicación de técnicas de gestión de la demanda eléctrica y de predicción de generación renovable a corto plazo.

Otro posible inconveniente a salvar es la reticencia de los consumidores a la hora de instalar este sistema, dado a que conlleva una inversión inicial que puede ser una barrera,

tanto por la cifra como por el miedo a no recuperar la inversión. Para que esto no ocurra es necesaria una comunicación eficaz a la sociedad.

Además, se requiere una nueva normativa que regule todos los posibles escenarios. De la calidad de la normativa también dependerá el éxito o fracaso de este modelo, teniendo que conjugarse los intereses de muchos sectores y empresas, algunos de ellos con gran poder. Por tanto, esto supone un reto normativo y burocrático que establezca qué se hace con la energía autoproducida sobrante y que defina los usos de la red de distribución por parte de los autoconsumidores, porque de ello dependerá la rentabilidad de este nuevo modelo de negocio.

2.2.3 Evolución del autoconsumo en España

Tradicionalmente se ha empleado en el sector industrial, especialmente en instalaciones de cogeneración dentro del régimen especial de producción de energía eléctrica. En 2009, según datos de IDAE, alrededor del 30% de la energía eléctrica generada por los equipos de cogeneración era consumida por los centros de consumo asociados a las centrales. Pero las energías renovables y la tecnología futura permitirán su uso para los pequeños consumidores de una manera competitiva.

Desde hace varios años se lleva hablando de aplicar el autoconsumo a usuarios domésticos, oficinas y PYMES. En 2009, la Asociación de la Industria Fotovoltaica ya abogaba por incentivarlo, y para ello propuso una compensación por autoconsumo o FIC ("Feed in Compensation") a modo de incentivo. El FIC cubriría por la diferencia entre el sistema tradicional de tarifas renovables o FIT ("Feed in Tariff") y el precio de referencia de la electricidad correspondiente.

El marco normativo vigente permite el autoconsumo en las instalaciones destinadas a ello que cumplan los requisitos pedidos para tal fin. Esta legislación, que tiene como referente la Ley 54/1997 del sector eléctrico, distingue entre autoconsumo total o parcial. En el primer caso, toda la energía producida se consume en la red interior (aquella que no tiene contacto directo con la red de distribución, sino que tal contacto se lleva a cabo a través del contador); en el segundo, parte de la energía generada no se consume en la red interior y dicho excedente se vuelca a la red de distribución, y debe estar conectada a la red interior y a la de distribución. La legislación garantiza acceso a la red de distribución al productor siempre que la instalación tenga la capacidad necesaria.

El usuario que produce para autoconsumo era considerado un productor a efectos legales, ya fuera en régimen ordinario o especial, lo que se traducía en una gran complejidad. Para fomentar el autoconsumo, se llevó a cabo la simplificación de procedimientos administrativos recogido en el Real Decreto 1699/2011. Además, se regulará próximamente el funcionamiento del balance neto, cuyo borrador de ley considera el autoconsumo como "parte de un sistema global de la gestión de la demanda".

El Real Decreto 1699/2011 del 18 de noviembre de 2011 regula la conexión en redes interiores para las instalaciones de potencia inferiores a 100kW, mientras que aquellas con potencia superior se rigen por el Real Decreto 1955/2000. También influyen en el autoconsumo la clasificación de instalaciones generadoras de baja tensión, según el reglamento electrotécnico de baja tensión (ITC-BT-40), y el CTE (Código Técnico de la Edificación) en su sección HE5 del Documento Básico de Energía, sobre contribución

fotovoltaica mínima. En este último caso, algunas empresas proponen aumentar sus usos y reducir sus límites de aplicación.

Esta norma adapta a la legislación española la Directiva Europea 2009/72/CE sobre las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a la red de baja y alta tensión (hasta 36kV) de las instalaciones de energía renovable de pequeña potencia. En la ley se recoge la necesidad de emitir un boletín por parte de las instalaciones con sus características principales y la superación de las pruebas de instalación. Además, simplifica los requisitos para que estas instalaciones puedan conectarse a la red. Con ello, se consigue que sea mayor el atractivo del autoconsumo a través de energías renovables. Esta norma excluye a las instalaciones de producción superiores a 100kW del régimen de autorización administrativa.

Pese a la simplificación de requisitos, la norma sigue exigiendo aval, no establece procedimientos para obtener más rápidamente permisos medioambientales, licencias de obras y actividad o permisos urbanísticos. Tampoco disminuye la carga fiscal ni fomenta el intercambio de información, mientras que sigue permitiendo las diferencias normativas entre Comunidades Autónomas.

La propia ley define que las instalaciones fotovoltaicas puedan conectarse a la red eléctrica, permitiendo el autoconsumo para cubrir el consumo en electricidad, calefacción, ACS y recarga del vehículo eléctrico, y volcando los excedentes. A la vez, explica su relación con Red Eléctrica de España, ya que pueden inyectar energía excedente y recibir energía eléctrica cuando la necesiten, usando un contador eléctrico bidireccional o bien un contador de salida y uno de entrada, ambos en la misma ubicación.

Este Real Decreto deja clara la necesidad de una norma que regule este autoconsumo. También lo hace el Real Decreto-ley 1/2012, por el que se suprimen temporalmente los incentivos a las renovables. Citando textualmente una frase de este último:

“[...] el procedimiento para permitir el denominado balance neto de electricidad, cuya regulación está en curso, constituye una alternativa real para el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del autoconsumo de energía eléctrica.”

Así pues, a la hora de aplicar el autoconsumo son varias las posibilidades. El autoconsumo aislado es aquel en el que no existe posibilidad de vertido de electricidad a la red. Sin embargo, el autoconsumo con conexión a la red interior y a la de distribución es el más interesante precisamente por esa posibilidad de intercambiar energía eléctrica con la red principal. Este segundo tipo utiliza un mecanismo llamado balance neto de electricidad, que a través de estos intercambios fomenta la producción individual de energía.

2.2.4 Introducción al autoconsumo por balance neto

Aquí se introduce brevemente el concepto de balance neto de electricidad, que será desarrollado y explicado más adelante. El *balance neto* (en inglés “net metering”) es un sistema de compensación de energía por el cual se salda la diferencia entre la energía eléctrica neta producida por la instalación de generación y la energía eléctrica consumida por el consumidor eléctrico. Los usuarios pueden compensar la energía consumida y la vertida a la red, saldando así en un balance los periodos de generación y consumo, y permitiendo al implicado compatibilizar su curva de producción y demanda. Pese a que estas curvas se

analizarán en profundidad, para el caso del autoconsumo con energía fotovoltaica se puede ver la necesidad de un sistema de compensación entre la curva de producción solar (verde) frente al consumo eléctrico (azul).

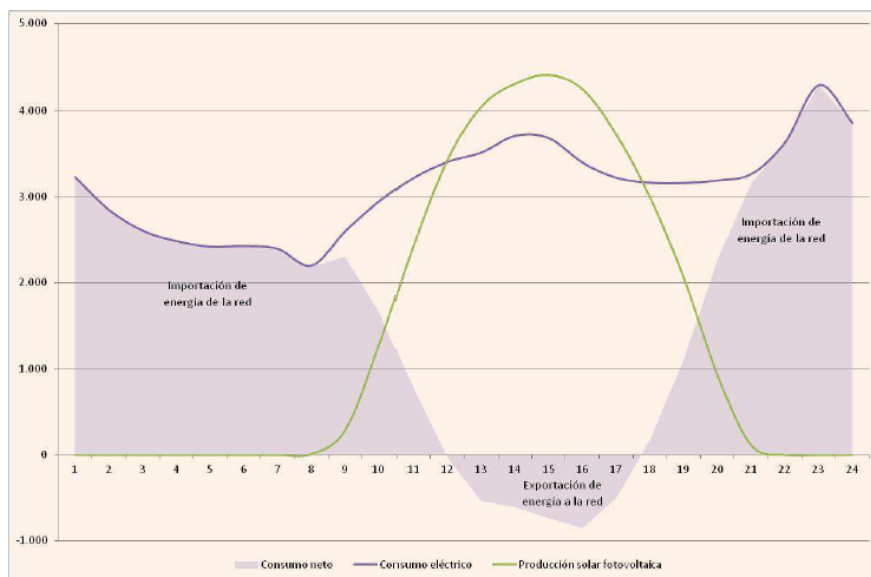


Figura 22. Curvas típicas de consumo y generación fotovoltaicos. Fuente: UNEF

Atendiendo a la diferencia en el tratamiento de los excedentes de energía, existen dos tipos de balance neto: el puro (denominado simplemente “balance neto”) y el mixto. El primero funciona sin remuneración de excedentes, a través de compensaciones en facturas futuras; en el segundo se remunera la energía excedentaria vertida a la red. Ambos modelos son utilizados en otros países. En este documento se analizará el Proyecto de Real Decreto del Gobierno de España del 18 de noviembre de 2011, en el que se apuesta por el primer tipo: el balance neto puro, sin que se pague directamente al productor-consumidor por la energía vertida, sino a través de otras formas de compensación. Sin la implantación de esta ley, el autoconsumo parcial en España es legal, pero no resulta atractivo.

En esta regulación, se debe fijar un horizonte temporal para la compensación adecuado (periodo durante el cual se puede consumir el excedente de energía que se ha aportado a la red) estudiando cuál es el tiempo óptimo. También se debe regular cuál es el peaje de acceso a las compañías eléctricas por usar sus redes de distribución, así como la política de incentivos ligados a la adquisición de equipos de generación eléctrica.

Por otro lado, se distingue entre balance neto individual (en cada vivienda) o compartido, tales como vecinales o municipales. El Proyecto de Ley español solo contempla la primera, ya que limita las instalaciones a 100kW de potencia. El balance neto individualizado se aplica al consumidor que dispone de una instalación individual de generación. La Unión Española Fotovoltaica considera cuatro tipos de consumidores: los domésticos, acogidos a la tarifa de último recurso, con menos de 10 kW de potencia contratada y conectados a la red eléctrica de baja tensión; domésticos o pequeños comercios con potencia instalada entre 10 y 15 kW conectados a la red de baja tensión; otros consumidores de baja tensión, como comercios u oficinas cuya potencia contratada suele oscilar entre los 15 y los 100 kW; y por último, la pequeña industria o edificios de oficinas con una potencia contratada de hasta 450 kW conectados a la red de media tensión.

El balance neto compartido se basa en la construcción de instalaciones compartidas, en cubiertas o sobre suelo, próximas a los centros de consumo, para que entre ellas y los

consumidores se aplique el mismo funcionamiento que el balance neto individualizado. Esto permitiría el acceso a este sistema a consumidores de edificios a través de una sola instalación, o utilizar un edificio municipal para compensar la energía de un colectivo cercano.

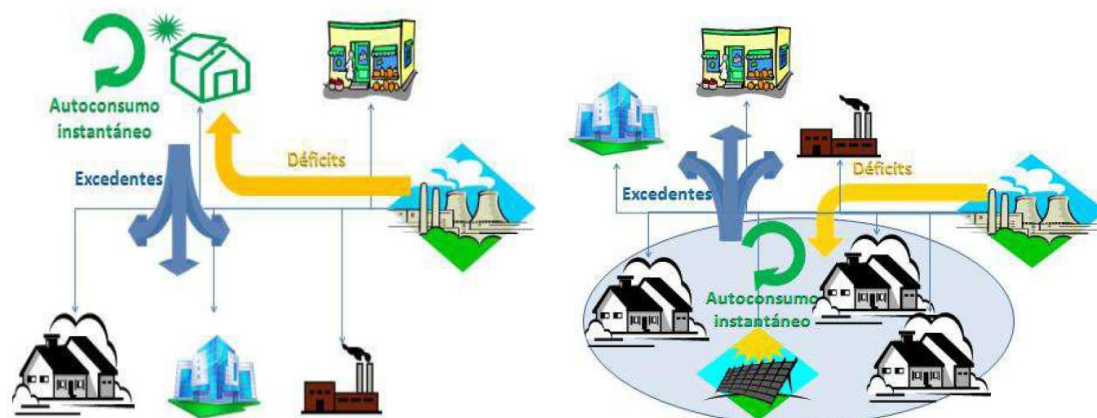


Figura 23. Autoconsumo por balance neto individualizado (izquierda) y compartido (derecha), Fuente: UNEF

Según la Unión Española Fotovoltaica, para conseguir que las instalaciones de generación estén muy cerca de los puntos de consumo, es necesario conectar la generación a la red de distribución en baja o media tensión, y que los consumidores agrupados y el perímetro de consolidación de la instalación esté conectados a la red a través de la misma subestación de alta/media tensión. Con la primera medida se garantiza un tamaño óptimo de los sistemas de generación, mientras que con la segunda se persigue un uso adecuado de la red de distribución y la capacidad de transformación al ser muy pequeña la parte inyectada a la red de alta tensión.

Las ventajas de este tipo de balance neto frente al individualizado nacen de una mayor posibilidad de eficiencia y de ahorro en la construcción y explotación de las instalaciones gracias a las economías de escala. Además, UNEF argumenta que se puede elegir una ubicación más idónea y por tanto, obtener un mayor rendimiento.

2.2.5 Perspectivas futuras del autoconsumo

El futuro del autoconsumo fotovoltaico en España depende en gran medida del éxito que tenga la nueva ley que regula el autoconsumo a través del balance neto. La integración de estos sistemas depende de: la evolución futura de los precios, tanto de los fotovoltaicos como del precio de la electricidad convencional; la integración técnica en la red, lo que a su vez dependerá del grado de desarrollo tecnológico y la accesibilidad de esta tecnología; y la reducción de barreras normativas y burocráticas, es decir, la facilidad y agilidad con que se consigan permisos y la eficacia de la futura norma.

Con respecto a los costes, según estudios de la EPIA, European Photovoltaic Industry Association, el nivel de costes en la generación fotovoltaica en Europa se espera que disminuya un 50% hasta 2020. Además, los precios de las instalaciones fotovoltaicas de la Unión Europea siguen una tendencia a la baja.

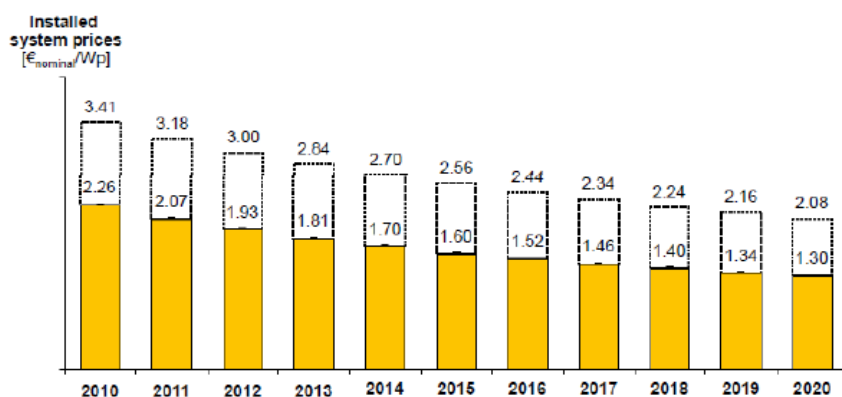


Figura 24. Evolución de la evolución del precio de referencia por sistema fotovoltaico instalado. Fuente: EPIA

A la vez, los precios de la electricidad para el sector residencial siguen una tendencia en claro aumento, y se prevé que siga siendo así durante los próximos años. Si a estos dos datos se le suma la previsión de que con el autoconsumo la factura eléctrica se podría reducir gracias al desarrollo de la tecnología y a su implantación en los nuevos edificios por imperativo legal, aumentando así el número de instalaciones, se habla de alcanzar en un futuro próximo la paridad de red, término que ha aparecido ya en varias ocasiones y el cuál se desarrolla en el ANEJO III.

Se llega a la paridad de red para un agente en el momento en que el coste de generar electricidad con la tecnología fotovoltaica es igual al precio de la electricidad de la red. Supone un punto crucial, ya que a partir de él esta tecnología comienza a ser rentable. Para el conjunto de la media nacional española, tanto ASIF como IDAE y EPIA coinciden que para instalaciones con potencias menores de 20kW en edificios esta paridad se alcanzará alrededor del año 2015.

En la siguiente gráfica podemos ver cuándo se estima que se alcanzará la paridad de red según PV-LEGAL. Para la fotovoltaica en suelo tardará más en alcanzarle puesto que la energía se inyecta en la red y hay que compararla con el precio de mercado, no con la tarifa doméstica con la que se compara la energía destinada al autoconsumo. Una vez alcanzada la paridad de red, el autoconsumo de la electricidad generada sería algo lógico para el titular del punto de suministro eléctrico en cualquiera de los segmentos.

Tipo de instalación	Potencia instalada	Año paridad de red
Tejado	P<20kW	2014-2016
Tejado	20kW<P<100kW	2015-2017
Tejado	p>100kW	2016-2018
Suelo sin consumo		>2020

Tabla 3: Tabla. Elaboración propia. Estimaciones de paridad de red según PV-LEGAL

3. Estado del arte

En este capítulo se profundizará en el concepto del autoconsumo. Para ello, se estudiará la forma en que es tratado y aplicado en otros países y se analizarán estudios ya realizados por organismos y empresas, destacando las conclusiones a las que han llegado. Con ello se pretende dar una visión más amplia de este modelo de consumo, contextualizando la situación actual y examinando otras posibilidades distintas a la elegida por la normativa española para regularlo. Es decir, se trata de recabar toda la información posible sobre su estado actual, cómo se está aplicando y cuáles son los aspectos en los que se trabaja actualmente.

3.1 El autoconsumo en otros países

A continuación se hará un análisis de cómo está establecido el autoconsumo por balance neto en diferentes lugares del planeta, empezando por la Unión Europea y los países de nuestro entorno, y siguiendo por potencias mundiales como Estados Unidos y Japón, o economías emergentes como Brasil. Para entender cómo funciona la normativa es importante conocer la situación del país en cuanto a la energía solar fotovoltaica y su política de incentivos, puesto que se trata de conceptos relacionados.

3.1.1 Unión Europea

Los países pertenecientes a la Unión Europea tienen como base para su normativa individual la Directiva Europea 2009/72/CE, en la que se establecen normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad, y la Directiva 2006/32/CE, en la cual el Parlamento Europeo puso especial énfasis en la eficiencia del uso final de la energía. Además, en la Unión se ha apostado por la iniciativa llamada “20-20-20”, que pretende reducir un 20% el consumo de energía primaria y las emisiones de gases causantes del efecto invernadero, así como elevar otro 20% la contribución de las energías renovables en el consumo en 2020, lo que supone una política de apuesta por las energías limpias.

En Europa, el modelo para impulsar las energías renovables está basado en un mecanismo de incentivos, que trata de promover la introducción de este tipo de energía a la red eléctrica mediante una tarifa de suministro o “Feed in tariff” (FIT). Más del 60% de los países del continente han apostado por este sistema, entre ellos Dinamarca, Francia, Alemania, Grecia, Italia, Holanda, Portugal, España, Suecia y Suiza. Este modelo tiene como principal característica la fijación de un mínimo de precios para cada tecnología. Los generadores de energía mediante fuentes renovables reciben una tarifa garantizada por un periodo de tiempo determinado, lo que aumenta el atractivo al disminuir los riesgos de la inversión. Su principal inconveniente es el sobreprecio que los clientes finales pueden llegar a pagar por la energía consumida, ya que al evolucionar la tecnología, los costes de producción caen, pero la tarifa se mantiene en los valores en que fuera definida.

En los últimos años se están produciendo muchos cambios en cuanto a la regulación del autoconsumo por balance neto. En España ya se conoce el Proyecto de ley y se espera norma definitiva. En el continente europeo el país pionero es Dinamarca, cuyo sistema de autoconsumo está en vigor desde 1998.

ALEMANIA

Desde 2004, Alemania ha obtenido un gran crecimiento en cuanto a capacidad instalada de energía fotovoltaica, gracias a un plan llamado “Erneubare Energien Gesetz”, EEG, que traducido significa “Acción para las Fuentes de Energía Renovables”. Ostenta el primer puesto mundial, con 24.678MW instalados a finales de 2011. Su crecimiento ha sido relativamente constante, frente a comportamientos más irregulares de otros países como España o la República Checa. En los dos últimos años se ha incrementado la potencia instalada de manera significativa. De 2010 a 2011 batió su propio récord, con una cifra de 7.485MW instalados, solo superado por Italia. Su objetivo es alcanzar los 40GW en 2020.

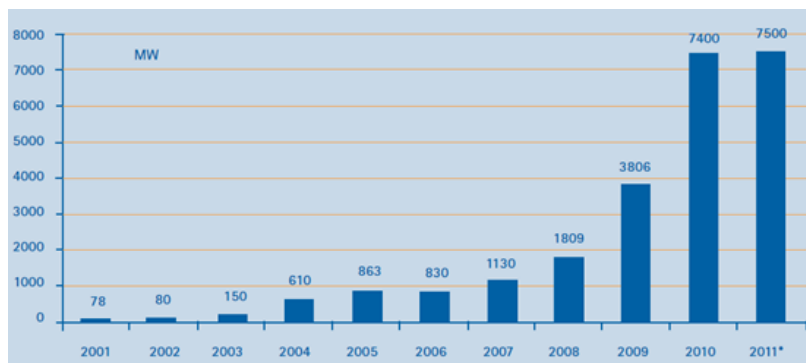


Figura 25. Potencia instalada de energía fotovoltaica en Alemania cada año. Fuente: IEA

Para regular el autoconsumo, Alemania ha elegido el sistema de balance neto mixto. Se comenzó a promover a partir de 2009 con una potencia máxima permitida de 500kW por instalación. En cuanto a la electricidad inyectada a la red existe una tarifa “Feed in Tariff”, la cual Alemania fue uno de los primeros países en adoptar. Acogiéndose a este sistema, los productores tienen unos incentivos garantizados durante un periodo de veinte años. Ante el gran crecimiento obtenido y la bajada de precios de esta tecnología, se ha introducido un mecanismo legal para adaptar la tarifa al comportamiento del mercado.

El autoconsumo está permitido tanto para el sector residencial como el industrial, solo en el lugar donde se encuentra la instalación, aunque puede ser llevado a cabo por alguien que no sea el propietario. Los operadores de instalaciones fotovoltaicas pueden vender electricidad directamente a sus clientes, siempre que avisen a la compañía eléctrica con un mes de antelación. Por su parte, la compañía operadora de la red tiene la obligación de conectar la instalación del cliente, así como inyectar, recibir y distribuir la energía. En cuanto a la electricidad autoconsumida, existe un incentivo para ella – menor que la que la tarifa “Feed in tariff” de energía exportada-, que unido al ahorro que supone el propio hecho de no comprar la electricidad, hace que este modelo sea rentable. Para intentar que hubiera un mínimo de autoconsumo instantáneo se primaba más si ese acoplamiento era mayor del 30%, algo que ha desaparecido para las nuevas instalaciones desde el 23 de febrero de 2012.

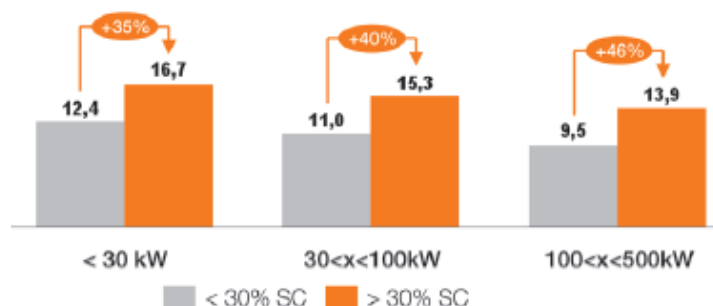


Figura 26. Incentivos al autoconsumo (cents€/kWh consumido) en Alemania. Fuente: SunEdison.



Figura 27. Incentivos al autoconsumo en Alemania. Elaboración propia.

ITALIA

El panorama fotovoltaico italiano está marcado por un gran auge en el año 2011 de la potencia instalada, gracias a los altos incentivos existentes, que supusieron un coste para el Estado alrededor de 5.500 millones de euros ese año. Se pasó de crecer 2.326MW en 2010 a 9.284MW en 2011, por encima incluso de Alemania, pasando de 3.470MW de potencia acumulada a 12.754MW. La tecnología fotovoltaica italiana está caracterizada por las trabas burocráticas y los constantes cambios normativos. El programa de estimulación de energías renovables se llama “Conto Energia” y durante el propio 2011 se han sucedido distintas fases del mismo. De tal magnitud ha sido el crecimiento, que en Junio de 2011 se definió el objetivo de llegar a los 23GW en 2016, que sustituye a la anterior meta de 2010 que planeaba llegar a los 8GW en 2020. Una nueva versión del “Conto” prevé reducciones en la asignación de tarifas.

Sin embargo, en el primer trimestre de 2012 la construcción de nuevas instalaciones cayó en picado, debido a los cambios en la regulación. Baste decir que la suma de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red en los tres primeros meses fue de 154MW, frente a los 265MW conectados solo en enero del año anterior. Entre las distintas medidas de reducción en la ayuda a las renovables, está la fijación del máximo de subvenciones en 500 millones de euros anuales. La inseguridad política y normativa del país hace que estas predicciones puedan ser modificadas a la baja y que el panorama sea difícil de prever.

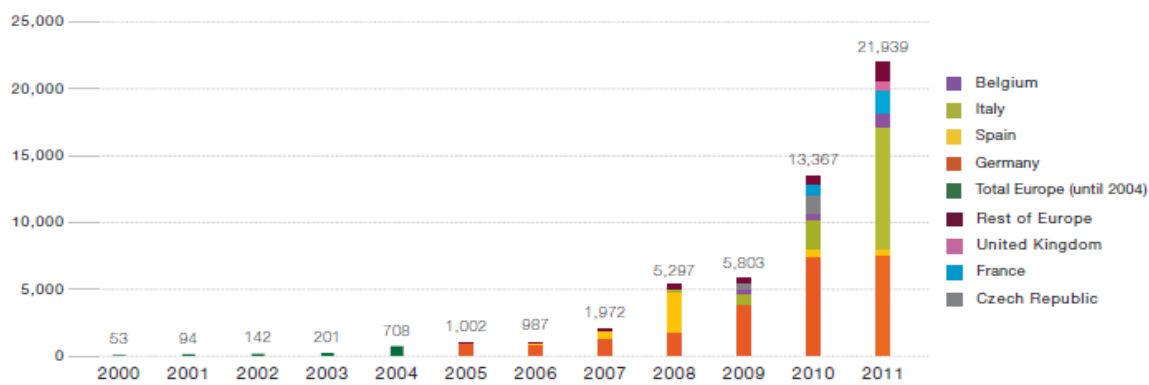


Figura 28. Potencia fotovoltaica instalada cada año. Fuente:EPIA.

El país transalpino también ha apostado por un modelo de combinación entre la compensación económica y el crédito del exceso de producción por tiempo indefinido llamado “Scambio sul posto”. Este sistema se basa en el equilibrio entre energía generada y consumida, y ofrece la posibilidad de inyectar la energía producida a tarifa incentivada en la red eléctrica y poder consumirla posteriormente. En 2009, pasó de ser un contrato entre cliente-productor con el distribuidor local a ser estipulado y verificado por el “Gestore Servizi Elettrici” o Gestor de Servicios Energéticos, GSE.

Se pueden acoger a esta fórmula instalaciones con una potencia instalada menor de 20kW o aquellas de entre 20kW y 200kW puestas en servicio a partir de 2008. El balance se hace una vez al año, y en él se valoran tanto la electricidad inyectada a la red como la consumida. Dependiendo de ese valor reciben un crédito o un abono. Estos cálculos se hacen

con discriminaciones horarias y no por el valor directo del kWh. La electricidad se puede compensar durante un periodo ilimitado de tiempo.

La contribución al “Scambio sul posto”, expresado en una fórmula en términos económicos (SSP), tiene una componente de la energía intercambiada y otra del servicio que conlleva. El primer término es el mínimo entre el valor neto de la energía suministrada por la red distribuidora - una vez restado el coste de transporte y distribución - (D) y el valor de la energía inyectada (I). El segundo término es el coste variable unitario del transporte y distribución de la electricidad (CUs) multiplicado por la energía intercambiada (Es). El crédito que da derecho a consumir electricidad futura se produce cuando el valor equivalente de la energía inyectada (I) es mayor que el valor neto de la energía suministrada por la red (D) y se obtiene restando ambos datos (I – D).

$$SSP (\text{€}) = \min(D, I) + CUs (\text{cent€}/\text{kWh}) * Es$$

$$\text{Crédito} (\text{€}) = I - D$$

En el ANEJO IV se analizan los posibles escenarios que se pueden dar en función de la energía generada y consumida y su respectivo valor equivalente en euros, así como las retribuciones económicas y en créditos de energía generadas en cada caso. El incentivo total en Italia se compone actualmente de la tarifa para toda la producción fotovoltaica (el FiT), más los beneficios económicos y en crédito si correspondiera del “Scambio sul Posto”, más el pertinente ahorro en la factura derivado del autoconsumo.

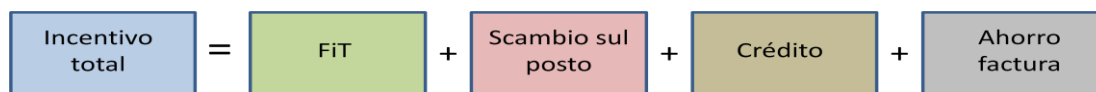


Figura 29. Incentivos al autoconsumo en Italia. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, se prevé un nuevo cambio para 2013 que lleva a la eliminación de este sistema a cambio de un modelo “FiT” también para el exceso de energía, la llamada “tariffa omnicomprensiva”, parecida a la alemana. El nuevo modelo primará el autoconsumo con una tarifa válida no solo para las instalaciones sobre edificaciones, que disminuirá a medida que aumenta la potencia de las mismas. No habrá un valor de potencia de instalación máximo. También se establece la posibilidad de que las comunidades propietarios se beneficien del nuevo método, abriendo la puerta de este modo al balance neto compartido. Además, habrá un incremento de la prima si la instalación fotovoltaica en edificaciones se combina con sistemas de eficiencia energética.

Reino Unido

El mercado británico dio un salto cuantitativo enorme en 2011. Los cambios normativos del Gobierno, que definían las nuevas tarifas para 2012 y que reducían por encima del 50% los incentivos de instalaciones fotovoltaicas de pequeño tamaño, condujeron a que se completaran muchos de los proyectos a gran escala. La nueva reducción de Julio de 2012 hace que sea probable que el mercado tenga un dinamismo parecido este año para aprovechar las ayudas de la normativa vigente. En cifras, en 2011 se instalaron en el Reino Unido 784MW frente a los 91MW de 2010, pasando de 91MW instalados a 875MW. El Gobierno ha anunciado un ambicioso plan para 2020, lo que refleja la concienciación del país respecto a esta tecnología.

No existe distinción normativa entre consumidores residenciales y comerciales. Conviven tres tipos de tarifa: la de generación, que se aplica para toda la electricidad

producida; la de exportación, para los kWh generados en exceso; y la de importación, la que paga el cliente final en el punto de consumo. Es decir, se compra la electricidad cuando se necesita y se exporta cuando se genera de más a cambio de una compensación económica. Toda la energía producida se incentiva mediante la tarifa de generación, pero además la energía exportada recibe una compensación añadida, la tarifa de exportación. Si no existe monitorización, se considera una exportación del 50%.

$$\text{Incentivo total} = \text{Tarifa de generación (FIT)} + (\text{Tarifa de exportación}) * (\% \text{ exportado}) + \text{Ahorro factura}$$

Figura 30. Incentivos al autoconsumo en Reino Unido. Elaboración propia.

Dinamarca

Dinamarca pasó de los 6MW instalados a final de 2010 a los 16 de 2011, principalmente en el sector residencial. EPIA considera probable un mayor crecimiento para 2012. Sin embargo, también existe la posibilidad de que se replantee el sistema tarifario si es considerado demasiado atractivo, ya que se produce una pérdida de beneficios del Estado a través de las tasas, que suponen más del 50% del precio final de la electricidad en el sector residencial.

El autoconsumo está regulado a través del balance neto puro, es decir, sin venta de excedentes, desde 1998. Se estableció un periodo piloto de cuatro años, extendido otros cuatro. El sistema demostró ventajas económicas además de ser una buena forma de incentivar el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el país. Así, en 2005 se instauró de forma permanente. Actualmente, esta forma de autoconsumo está permitida para todas las tecnologías renovables excepto la geotérmica. Las instalaciones deben estar conectadas en el lugar de consumo y ser propiedad 100% del propio consumidor. La energía eólica debe estar obligatoriamente conectada a un sistema privado de suministro. Además, para el caso del biogás, la biomasa y la energía hidroeléctrica, la capacidad máxima es de 6kW por edificio, el cual no puede estar dedicado al comercio. En cuanto a la solar fotovoltaica, la potencia instalada máxima es de 6kW.

Aunque esta tecnología aún no sería rentable sin los programas de descuento actuales, con ellos es más rentable autoproducir electricidad que comprarla en la red. Hay que tener en cuenta que el precio de la electricidad residencial es el más alto de Europa, como se puede ver en la tabla.

	Precio de la electricidad (€/kWh)					
	Residencial (1)			Industria (2)		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
EU-27	0.163	0.167	0.178	0.107	0.105	0.110
Belgium	0.192	0.196	0.214	0.111	0.106	0.110
Denmark	0.270	0.267	0.291	0.086	0.094	0.099
Germany	0.228	0.238	0.253	0.113	0.112	0.125
Ireland	0.203	0.180	0.190	0.121	0.112	0.116
Greece	0.115	0.118	0.125	0.095	0.095	0.101
Spain	0.158	0.173	0.195	0.115	0.117	0.114
France	0.121	0.128	0.138	0.073	0.085	0.085
Italy	0.210	0.197	0.201	0.153	0.139	0.153
Malta	0.171	0.170	0.170	0.151	0.180	0.180
Netherlands	0.190	0.170	0.174	0.113	0.104	0.103
Poland	0.113	0.134	0.147	0.090	0.098	0.101
Portugal	0.151	0.158	0.165	0.094	0.094	0.099

(1) Consumo anual: 2.500kWh < consumo < 5.000kWh

(2) Consumo anual: 500MWh < consumo < 2.000MWh, VAT (Value Add Tax) excluida

Tabla 4. Precio de la electricidad residencial e industrial. Fuente: EPIA. Modificado

Los beneficios del sistema danés se basan en incentivos fiscales; aquellos productores que utilicen su electricidad generada para el autoconsumo están exentos del pago del PSO ("Public Service Obligation"), destinado a apoyar la energía renovable. Además, cuando hay excedentes, a través de créditos energéticos el productor puede utilizar la energía generada en el momento en que la necesite.



Figura 31. Incentivos al autoconsumo en Dinamarca. Elaboración propia.

Francia

El mercado fotovoltaico francés pasó de 719MW de potencia en 2010 a 1.671MW en 2011. Las instalaciones de menos de 100kW se benefician de una tarifa más beneficiosa (FiT). A nivel regional, la energía renovable se incentiva a través de subvenciones. Para el productor existen dos opciones, la venta de la energía o el balance neto.

Actualmente sale más rentable vender toda la energía producida, ya que muchas tarifas fueron fijadas para los siguientes veinte años, por lo que este sistema se impone claramente al del balance neto. A medida que las tarifas se reduzcan y aumente el precio de la electricidad, el autoconsumo supondrá una opción más interesante. El siguiente cálculo, realizado por la compañía "Krannich solar" muestra claramente la descompensación existente en un caso con la misma producción y porcentaje de electricidad autoconsumida.

Venta del excedente de producción (Netmetering)				Venta del total de la producción			
Producción anual (kw h)	Auto-consumo anual (kw h)	Precio de la electricidad de uso residencial	Tarifa 2010 BIPV	Producción anual (kw h)	Auto-consumo anual (kw h)	Precio de la electricidad de uso residencial	Tarifa 2010 BIPV
4000	2900	0.16 €	0.58 €	4000	2900	0.16 €	0.58 €
El usuario recibe(la diferencia entre producción y autoconsumo) *FIT			638 €	El usuario recibe la producción total *FIT			2,320 €
El usuario se ahorra			464 €	El usuario paga			464 €
Ganancia total del usuario			1,102 €	Ganancia total del usuario			1,856 €

Tabla 5. Cálculo relativo a la rentabilidad del autoconsumo en Francia. Fuente: Krannich.

Holanda

La electricidad de origen renovable recibe una tarifa especial por encima del precio de la electricidad en el mercado mayorista y es promovida a través de beneficios fiscales. El actual sistema ha permitido incrementar 20MW en 2011 la capacidad del sistema fotovoltaico, manteniendo el crecimiento del año anterior.

El modelo elegido para incentivar el autoconsumo es muy parecido al danés, y se pueden acoger al balance neto las instalaciones de hasta 15kW. El mercado holandés es muy competitivo y se están desarrollando nuevas formas de negocio, como la compra en común de electricidad por parte, por ejemplo, de vecindarios. Se prevé un rápido avance de estos sistemas y una reacción de las compañías eléctricas para adaptar su negocio y no perder clientes.

Bélgica

La política de energías renovables belga se lleva a cabo por los gobiernos regionales - excepto la referente a la energía eólica - bajo un marco común. La compra de “certificados verdes” al precio mínimo indicado por la ley es una de las obligaciones del operador de la red. A su vez, los suministradores de electricidad tienen la obligación de presentar estos certificados para probar que una cierta cuota de energía que llega a los consumidores procede de fuentes renovables. El valor de esta cuota está basado en las ventas de electricidad anuales de cada compañía eléctrica. Por su parte, el mercado fotovoltaico estuvo cerca de doblarse entre 2010 y 2011, pasando de los 1.044MW de capacidad a los 2.018MW.

Type	Brussels	Flanders	Wallonia
Biomass	20	80	65
Solar	150	450	65
Hydro	50	95	65
On-shore wind	50	80	65
Off-shore wind	90	N/A	N/A

Tabla 6. Precio por certificado verde y región (€/Certificado verde). Fuente: SunEdison.

El autoconsumo por balance neto fotovoltaico está regulado para instalaciones de menos de 3kW desde 1998 para todo el país. Además, en la región de Flandes se aplica para todas las renovables desde 2004.

3.1.2 Resto del mundo

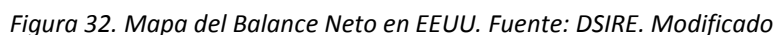
Estados Unidos de América

El mercado fotovoltaico estadounidense registró un aumento récord de 1.855MW en 2011, impulsado en un 40% por proyectos realizados por compañías eléctricas. El 80% de las nuevas instalaciones se concentraron en New Jersey, Arizona, Nuevo Méjico, Colorado, Pensilvania y Nueva York. El sector residencial representa el 15%, pero típicamente las instalaciones son propiedades de empresas y no de los propios consumidores.

Tradicionalmente, el modelo americano de incentivos a las energías renovables es distinto al europeo. La fórmula usada depende en gran medida de cada Estado, pero en general consiste en una subvención a la inversión a través de exenciones tributarias, pero sin una tarifa en el tiempo como ocurre en gran parte de Europa. El tanto por ciento de energía consumida que debe ser de origen renovable depende de la normativa de cada Estado.

Sin embargo, en los últimos años se ha producido un giro hacia un modelo con subvenciones directas y tarifas de suministro (FiT) tanto a nivel federal como estatal y local. Se podría decir que Estados Unidos y Europa han seguido caminos opuestos. El autoconsumo por balance neto lleva años funcionando en EE.UU. y los cambios actuales van camino de complementarlo con subvenciones directas a las renovables, las tarifas “FiT”. España, como parte del modelo europeo, lleva años desarrollando estas tarifas, y ahora se promueve la regulación del autoconsumo.

El balance neto en los Estados Unidos de América tiene su origen en 1978, aunque el modelo actual se rige por la “Energy Policy Act” de 2005. El siguiente mapa corresponde a Mayo de 2012, en el que 43 Estados más Washington D.C. y Puerto Rico participan de este sistema.



Así pues, la mayoría de los Estados participan de este método. La forma de aplicarlo varía, algunos se decantan por el balance neto puro, otorgando créditos para la energía excedentaria, y otros apuestan por el balance neto mixto, donde se prima económicamente la electricidad. Para acceder a este sistema, las empresas eléctricas deben atender a la petición de cualquier usuario que desee acogerse a este modelo. A continuación se analizará el funcionamiento de este programa en los Estado de California y Hawaii. En el ANEJO V se pueden encontrar los puntos más destacables del balance neto en algunos Estados norteamericanos.

En el Estado de California, el sistema de balance neto está vigente desde 1996 y es considerado internacionalmente como un ejemplo a seguir. Más de un tercio de la potencia fotovoltaica instalada está acogida al régimen de autoconsumo, ya que el precio de la electricidad residencial es elevado, especialmente en los meses de verano. Hay unos precios fijados por tramos en función del consumo, y al superarse un tramo el siguiente se paga más caro.

Según la normativa existente en el sistema californiano, el “net metering” se estipula como un acuerdo entre la compañía y consumidor-generador al que pueden acogerse instalaciones solares fotovoltaicas y mini-eólicas de hasta 1MW. Además, el sistema permite conocer el momento del día y de la semana en que es utilizada la energía. Los periodos de facturación son de doce meses. Al final del mismo se calculan los cargos por el uso de la electricidad de la distribuidora –más otros gastos como el de distribución- y los créditos obtenidos por la energía exportada a la red. Con esa diferencia se calcula la deuda contraída con la distribuidora.

Hay tres modalidades distintas dentro de este esquema. La primera posibilidad, y más común, es la denominada “net energy metering”, por la cual si hay energía excedente en un periodo mensual, se genera un crédito para la siguiente factura – salvo para los gastos no energéticos-; si al final del ciclo anual se ha producido más energía de la consumida, el sistema incluye una compensación a final de año. El segundo modo es un programa piloto, el “virtual net metering”, por el que la electricidad de una sola instalación puede generar créditos para varios inquilinos en viviendas multifamiliares, sin que tenga que estar conectado físicamente a los medidores de cada propietario. Por último, el “renewable energy self-generation” permite a los consumidores transferir sus créditos a otra cuenta.

Hawaii

La isla de Hawai es un caso interesante por la posibilidad de compararlo con los sistemas extrapeninsulares en España, como las Islas Canarias. Las tecnologías autorizadas para el “net metering” son la fotovoltaica, eólica, biomasa y la pequeña y gran hidroeléctrica, a nivel residencial, comercial, y gubernamental – local, estatal y federal-. Tiene su origen en 2001 y actualmente el límite para estos sistemas es de 50kW para los clientes de la “Hawaiian Electric Company” y de la “Kasuai Island Utility Cooperative”, mientras que para aquellos de la “Hawaii Electric Light Company” este valor se sitúa en los 100kW. Una orden de 2008 permitía desarrollar un número limitado de sistemas de entre 100kW y 500kW de capacidad, e incluso aún mayores si es económicamente razonable y práctico. Por su parte, “Kasuai Island Utility Cooperative” ha implementado un programa piloto de “Net Energy Metering” para instalaciones de hasta 200kW.

Los consumidores que producen más electricidad que la consumida durante un mes obtienen un crédito en kWh para la siguiente factura. Al final del periodo de doce meses estipulado, no se produce ninguna compensación económica para el excedente de electricidad – a menos que el acuerdo entre el cliente y la compañía eléctrica diga lo contrario -. Para el programa de “Net Energy Metering” antes comentado, los autoconsumidores reciben 0,20\$/kWh por ese excedente al final del periodo anual en un plazo de veinte años.

Canadá

El país canadiense no fue ajeno al aumento de la energía solar fotovoltaica en el mundo en el año 2011, creciendo en un 340%. Las regiones de Ontario, Quebec, Nova Scotia, Manitoba y British Columbia cuentan con el sistema de balance neto para regular el autoconsumo.

En el caso de Ontario, está permitido a aquellos consumidores que generen electricidad a partir de fuentes eólica, solar, hidráulica y biomasa con equipos de hasta 500kW. En caso de que la generación sea mayor que el consumo, los créditos debido a los excesos solo pueden ser consumidos en un periodo de doce meses consecutivos. Lo mismo ocurre en New Brunswick, donde el límite de capacidad es de 100kW.

Méjico

El autoconsumo en Méjico se concibió para facilitar el almacenamiento de producción eólica y geotérmica. Para el caso fotovoltaico, se fomenta la captación de energía en regiones desérticas próximas. Existe una tarifa especial de transmisión del uso de la red eléctrica pública si el consumidor posee parte de las instalaciones para la generación de electricidad. Como la fotovoltaica ya es competitiva en zonas con alta radiación, resulta especialmente útil a

usuarios con amplios puntos de consumo, como es el caso de cadenas de supermercado, que se benefician de la tarifa de transmisión.

En general, las compañías deben dar prioridad a la energía generada a través de fuentes renovables, y realizar el balance de la energía suministrada y consumida. Para los consumidores cuyo intercambio de energía sea excedentario, se les abona una tarifa.

Brasil

El modelo utilizado por el país sudamericano difiere del europeo y el estadounidense. En él, el Gobierno lanza licitaciones de bloques de energías renovables por tecnología y acepta la de menor precio; esta subasta genera gran competencia. La tecnología fotovoltaica es aún muy incipiente, con solo 32MW de potencia instalada principios de 2012. El 17 de abril de 2012 la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) aprobó una ley destinada a fomentar la generación distribuida y el autoconsumo de las instalaciones de pequeña potencia. La norma distingue entre dos grupos: micro-generación (hasta 100kW) y mini-generación (de 100kW a 1MW).

La propia normativa crea el Sistema de Compensación de Energía (SCE), que regula el autoconsumo, y es aplicable a la energía de origen hidroeléctrica, solar, eólica, de biomasa y cogeneración. Cuando se genere más energía de la que se consuma se obtendrá un crédito, que puede ser utilizado en un periodo de 36 meses. Además, las empresas con filiales y las empresas públicas pueden utilizar el excedente en otra instalación. Los costes de ajuste del sistema para implementar el SCE corren a cargo de los consumidores. Posteriormente, es la distribuidora local quien se encarga del mantenimiento.

Chile

En 2011, Chile se sumó a la apuesta del autoconsumo por balance neto, por el que los consumidores se benefician de descuentos en su factura y reciben un ingreso por la producción neta que inyectan en la red de distribución. Su sistema de incentivos está basado en el caso australiano.

Japón

En 2005, Japón eliminó las ayudas directas a la fotovoltaica. En el régimen de autoconsumo, los excedentes generados pasaban a ser de la compañía distribuidora sin compensación alguna, por lo que el mercado solar cayó. En 2009, el Gobierno estableció una tarifa para esa electricidad excedentaria, que conllevó a que la potencia instalada se duplicara en 2010 siguiendo una tendencia creciente en 2011. El desastre nuclear de Fukushima en marzo de 2011 supuso un cambio estratégico en el país nipón, ya que la energía nuclear ocupaba un lugar predominante.

El esquema del autoconsumo es parecido al de los Estados Unidos, pero de ámbito municipal. Los autoconsumidores residenciales tienen un subsidio para la instalación. Además, las compañías eléctricas tienen la obligación de comprar el exceso de electricidad generada por las instalaciones fotovoltaicas durante un periodo de diez años. Se incentiva que los clientes autoconsuman durante los periodos donde el coste de la energía es más alto. Desde julio de 2012 cambian los precios de compra del balance neto por las nuevas tarifas (FIT). Consisten en el pago de 42¥/kWh para las instalaciones residenciales de menos de 10kW, mientras que las mayores de 10kW y los edificios no residenciales recibirán 40¥/kWh, por los 24¥/kWh de las instaladas antes de 2010.

Australia

El sistema de incentivos australiano difiere de los vistos anteriormente, y funciona a través de cuotas. El sistema obliga a las compañías eléctricas a que adquieran un determinado porcentaje de energía de fuentes renovables no convencionales. También se utiliza la fórmula de los Certificados de Energía Renovables (CER), que son bonos de energía generada por fuentes renovables. Para las compañías, estos bonos son más rentables que una posible multa por no alcanzar la cuota determinada. Por este mecanismo las compañías eléctricas pueden comprar más CER de los necesarios y usarlos en un futuro. La crítica que se hace a este sistema es la incertidumbre que genera dada la fluctuación constante de los precios.

Se aplica en algunos Estados, en los que como incentivo se paga la energía inyectada por los autoconsumidores a un precio más alto. En Victoria, desde 2009 la energía excedentaria se paga tres veces más que el precio de la electricidad en el mercado residencial. Algo parecido ocurre en Queensland desde 2008 con un sistema de bonos solares.

Tailandia

En Tailandia existe un programa para los productores de energía muy pequeños, el VSPP ("Very Small Power Producer"). La remuneración recibida es la suma de una tarifa de suministro en función del volumen, más una cantidad media por inyectar energía a la red, más otras compensaciones en función de la tecnología o la localización geográfica.

Namibia

Un caso distinto de autoconsumo es el de Namibia, en el que se fomenta el autoconsumo sin conexión a la red. Esto se debe a su baja densidad de población y el alto coste de la expansión de la red. Para los consumidores sin acceso a la red, el Gobierno creó un plan específico a través de negocios de energía. Se busca un beneficio para el consumidor y para toda la sociedad permitiendo al generador autoconsumir o vender electricidad a sus clientes. Los propietarios son provistos de préstamos para la compra de sistemas fotovoltaicos y suelen ofrecer servicios de carga de móviles o enfriamiento de comida y bebida para vender.

3.2 Estudios sobre el autoconsumo

Existen muchos estudios sobre la generación distribuida y el autoconsumo, así como a todo lo que rodea a estos conceptos. Aquellos informes y propuestas referentes a la regulación del balance neto en nuestro país serán tratados en el siguiente punto. Los temas escogidos serán reflejados a partir de estudios realizados por asociaciones, Universidades y compañías. Puesto que es un tema de actualidad, todos ellos son muy recientes. Aquí se aborda desde el autoconsumo en Europa y las implicaciones de su implantación en el sistema español hasta la integración en la red a través de la tecnología.

3.2.1 Autoconsumo en España y la Unión Europea

Algunos documentos recogen la situación actual, requisitos e para su aplicación y perspectivas futuras en Europa y especialmente en nuestro país. También se recogen estudios sobre el autoconsumo en la industria y el sector residencial.

SunEdison: Autoconsumo en la Unión Europea

La compañía SunEdison, en su informe de noviembre de 2011 titulado “Haciendo posible que el consumidor europeo genere energía para el autoconsumo” (“Enabling the European consumer to generate power for self-consumption”) lleva a cabo un estudio sobre el autoconsumo en el continente europeo. En él, se hace una comparativa de su estado en Europa frente a otros modelos y se señalan los beneficios que tendría para los consumidores europeos y para el propio continente, las barreras que se han de eliminar para una implantación progresiva, y por último, las acciones propuestas por la compañía y los agentes claves que intervendrían en ella.

El estudio resalta el comportamiento dinámico y volátil de la demanda del mercado fotovoltaico, puesto que los incentivos y las tarifas “FiT” juegan un papel fundamental en la capacidad instalada; lo es en todos los mercados, pero de forma más destacada en el europeo. Actualmente, un impedimento para el desarrollo es la ausencia de regulación del autoconsumo en la Unión, por lo que el futuro modelo aún necesita ser desarrollado usando la experiencia de otros lugares para tener una cierta relevancia.

Según SunEdison, hay mecanismos de apoyo que fomentan más la competitividad que otros. Los incentivos por horarios usados en Japón y California son para ellos los más competitivos, ya que consideran que son los que están más orientados al mercado. En la parte media se sitúan los incentivos típicos del modelo americano, y en la parte menos competitiva los europeos.

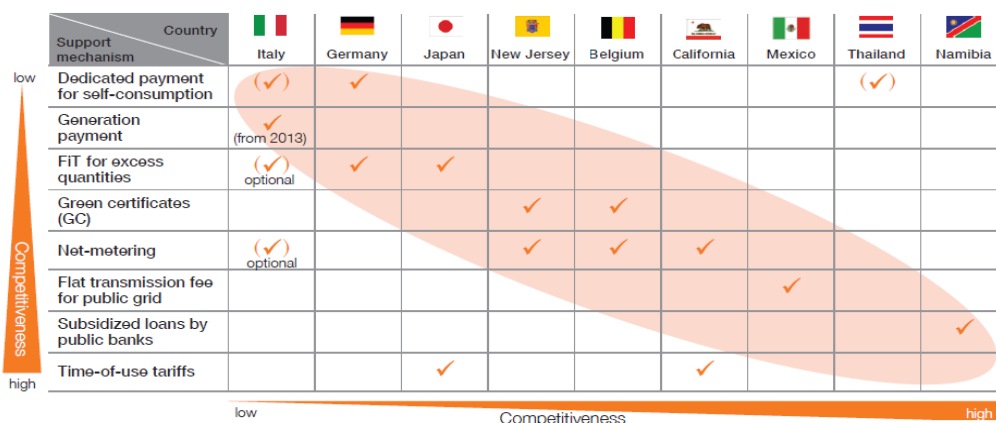


Figura 33. Competitividad de los incentivos y países que aplican autoconsumo. Fuente: SunEdison.

También recoge que a medio plazo, en algunos países y segmentos de la Unión Europea, entre ellos España, esta tecnología será competitiva. En cuanto a la paridad de red dinámica – punto en que es indiferente comprar la electricidad que generarla, considerando los costes del ciclo de vida completo de la instalación y las expectativas del precio futuro de la electricidad –, el informe señala que entre 2014 y 2020 más de 129 millones de viviendas pueden alcanzarla entre Italia, España, Francia, Alemania y Reino Unido, ordenados por orden de llegada.

Son varios los beneficios que destaca el documento, entre ellas que los consumidores pasan de una actitud pasiva a ser proactivos, convirtiendo el modelo de generación en distribuido como puede serlo el de las telecomunicaciones, siempre que se haga una adecuada liberalización del sector. El autoconsumo puede contribuir de manera muy significativa a los objetivos 20/20/20 de la Unión Europea si se le da la suficiente importancia, y si se libera su

potencial puede contribuir a la financiación hacia un modelo de energía más eficiente, liberalizado y renovable.

El informe divide en cinco puntos las principales ventajas de apostar por el autoconsumo. La primera de ellas es la eficiencia, uno de los principales objetivos energéticos a nivel europeo; el sistema recompensa el ahorro y facilita la transparencia, dado que los ciudadanos son conscientes de lo que se consume en cada momento. La segunda es el buen aprovechamiento de la inversión privada. La tercera es la mejora de la estabilidad de la red, puesto que la consecuente alineación entre generación y consumo puede mejorar la capacidad de las redes existentes. En cuarto lugar está el desarrollo de soluciones innovadoras para la exportación, alcanzando un mayor valor añadido si se utilizan sinergias entre las industrias de los países de la Unión Europea para buscar soluciones integradas. Por último, este modelo permite participar activamente a los ciudadanos en el fomento de las energías renovables.

Existen barreras legales y económicas para el desarrollo del autoconsumo. Para esta compañía, se necesitan políticas a nivel europeo y nacional para poder solventarlas. Proponen la creación de una Directiva Europea para el futuro, y modificar las normas actuales para que el balance neto sea una opción real. Han realizado un estudio de la normativa alemana, italiana, española, francesa e inglesa.

Acerca de las barreras de tipo legal, han llegado a la conclusión de que en la mayoría de casos las leyes existentes no regulan el autoconsumo de manera explícita ni indican cómo será tratado una vez que la eliminación de las barreras económicas conduzca a la aparición de este tipo de modelos de negocio. Consideran favorable el esquema británico y desfavorable el francés; en medio se sitúan los modelos italianos y alemán, de los que critica su política respecto a las instalaciones de gran escala. Respecto al español, valora positivamente la aparición de la nueva ley que regulará el balance neto.

Si se tienen en cuenta las barreras de índole económica, un ejemplo a corto plazo es la encontrada en Francia, donde se incentiva más inyectar toda la energía en la red que el autoconsumo. A largo plazo, estas barreras disminuirán a medida que el precio de la electricidad aumente y el precio de generar energía con tecnología fotovoltaica se reduzca. No obstante, según este estudio hay un riesgo importante de que se produzcan cambios en la estructura actual de la tarifa eléctrica y que eso conduzca al retraso de la competitividad. Las tarifas eléctricas se componen del precio de la generación de la energía más una tarifa de red y las tasas pertinentes. También se pueden dividir en variables y fijas.

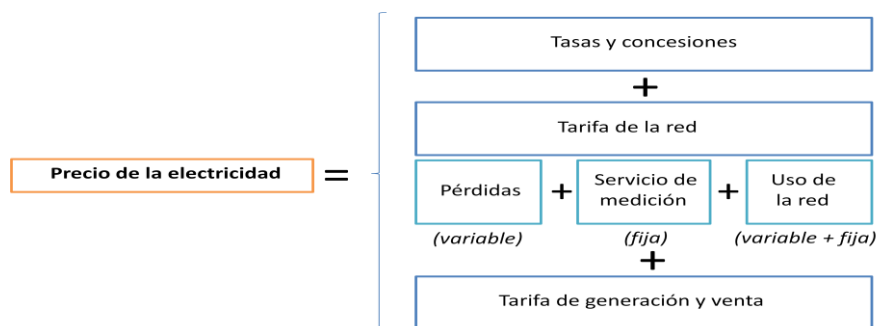


Figura 34. Estructura del precio de la electricidad. Elaboración propia. Basado en: SunEdison.

Así, los consumidores pueden ahorrar parte de la cantidad variable proporcional a la energía autoconsumida, lo que implica menos ingresos por tasas y uso de la red por parte de las compañías. Si el autoconsumo se convierte en algo habitual para muchos ciudadanos, podría ser un riesgo, ya que algunas tasas y el coste de operación de la red permanecerían

constantes o se podría producir un cambio en la estructura de costes que hiciera que el autoconsumo no fuera una opción interesante. Sin embargo, hay algunos argumentos que rebaten este inconveniente: la pérdida de tasas es probable que sea compensada en parte por otras procedentes de la instalación de sistemas fotovoltaicos; hay estructuras de costes como el del sector comercial y el industrial que se ven menos afectadas por el autoconsumo; este nuevo modelo tiene un impacto positivo sobre el coste de la red en su conjunto, como el caso de la mejora y extensión de las redes. Por tanto, los autores proponen un balance adecuado para cada país a la hora de implementar la normativa.

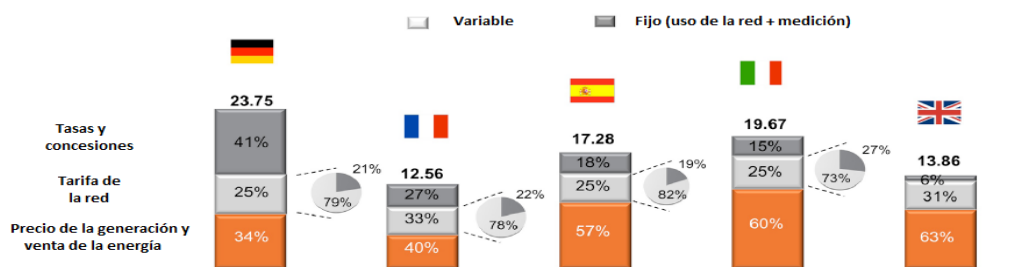


Figura 35. Precio de la electricidad total en el mercado residencial en cent€/kWh en 2010 (consumo anual 2.500kWh – 5.000kWh)

Para el caso alemán, SunEdison considera positivo para la rentabilidad futura el alto precio de la electricidad, mientras que el hecho de que las tasas sean tan altas es un factor negativo. En Francia, la pequeña proporción que supone el coste de la red en la tarifa es una barrera a corto plazo, junto al bajo precio de la electricidad. En el caso español, el alto porcentaje del componente la generación es un aspecto favorable para el autoconsumo. En Italia se considera prometedor el alto precio y la gran porción correspondiente a la generación, frente a un elevado porcentaje de costes fijos. Por último, en el Reino Unido se valora la escasa proporción de las tasas, mientras que el bajo precio de la electricidad supone un inconveniente.

En Agosto de 2011, es decir, antes de la entrada de la moratoria de las renovables en España y del Borrador del balance neto, el informe posicionaba estos países en una matriz que indica las barreras legales y las económicas para el autoconsumo en ese momento. Italia, Alemania y las pequeñas instalaciones del Reino Unido tenían un sistema de incentivos que favorecen el autoconsumo, mientras que Francia y España destacaban por sus fuertes barreras legales (en el caso de nuestro país, por ausencia de regulación, mientras que en Francia su ineficacia y sus mayores barreras económicas).

El informe también plantea el estudio de la hipotética situación en la que se quitaran los incentivos y se mantuvieran las normas vigentes con fecha de Agosto de 2011. En ese caso, las barreras legales seguirían teniendo un peso importante, mientras que las económicas estarían definidas por la transición hasta la paridad de red. En ese caso, Italia sería la mejor posicionada por la combinación de alta irradiación y el bajo coste de la producción fotovoltaica junto al relativamente alto precio de la electricidad residencial. Le seguiría Alemania, ya que los altos precios de la electricidad compensan la menor irradiación, pero las tasas que componen tal precio son un motivo de riesgo, junto a la incertidumbre de cómo sería regulado el autoconsumo en esa situación. El bajo precio de la electricidad en el Reino Unido y Francia haría que en esa hipotética situación, el autoconsumo fuera menos interesante en esos territorios. El país galo mejoraría respecto a las barreras legales por la situación anteriormente comentada en la que es más rentable inyectar toda la electricidad que autoconsumirla. En el caso de España, con un cambio regulatorio como el que se prevé, su situación sería muy positiva, a la altura de Italia, ya que ambos países comparten un alto precio de la electricidad y alta irradiación solar.

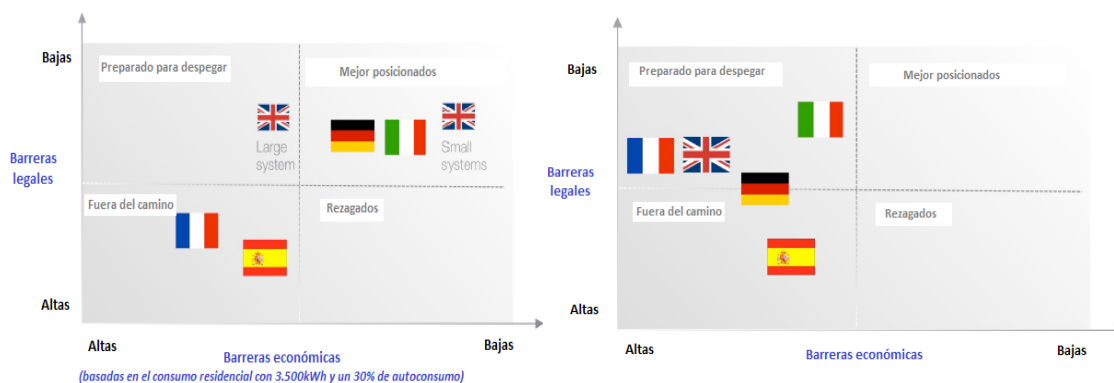


Figura 36. Mapa del autoconsumo: barreras económicas y legales en Agosto de 2011 (izquierda) y sin incentivos (derecha). Fuente: SunEdison. Modificado.

Ante el contraste entre las amplias posibilidades del autoconsumo en Europa y la falta de regulación actual, en el informe se propone un marco de regulación a nivel europeo y nacional. El primero de esos objetivos plantea hacerlo a través de dos pasos: modificar las Directivas existentes sobre energías renovables y eficiencia, para posteriormente crear una Directiva que defina de manera explícita el autoconsumo. A nivel nacional, propone que España cree una ley para regularlo; para Alemania, aconseja que la normativa lo contemple más allá de las tarifas de suministro y un aumento en los límites de capacidad; ese último aspecto lo reclama también para Italia, junto con la simplificación de las normas para que sean más comprensibles para los consumidores; en el Reino Unido aconseja aclarar el estado legal de la venta in situ de los inquilinos; por último, para Francia promueve una mayor incentivación del autoconsumo frente a las tarifas “FIT”.

Por último, estima cómo afectaría un futuro escenario de autoconsumo a los principales agentes del sector. Para los consumidores de electricidad, supondría una mejora en sus oportunidades de elección; para aquellos que no apuesten por este sistema, es importante que se haga un correcto balance de los costes fijos, incluidos los de la red, de tal forma que no suponga un inconveniente para ellos. Para la Unión Europea y los Gobiernos de los países miembros se traduciría en una oportunidad de alcanzar los objetivos energéticos definidos en el PANER; en el largo plazo, se estima que el autoconsumo tendrá un rol importante en el suministro de energía. Para las compañías eléctricas, supondría un modelo de negocio añadido, aunque abriría la puerta de entrada a nuevos competidores y supondría un reto en la distribución. Otros agentes importantes serían los intermediarios financieros y los sectores de energías renovables, como el fotovoltaico o el eólico.

Deloitte: Consideraciones para el despliegue masivo

La consultora Deloitte, en septiembre de 2011, realizó una presentación en la “Jornada sobre el Autoconsumo Fotovoltaico” realizada en Zaragoza. En ella, presentaba una serie de conclusiones para que se produzca un despliegue masivo del autoconsumo en nuestro país. En su opinión, el éxito del mismo se verá condicionado por las políticas de promoción y la normativa que se adopte, teniendo en cuenta a todos los agentes implicados. En el documento se analizan los retos a superar, y las implicaciones que supondría un despliegue masivo.

Los retos a afrontar, tanto regulatorios como organizativos y financieros, los dividen en cuatro puntos. El primer caso se refiere a los factores externos, es decir, todo aquello que rodea al autoconsumo. Se considera necesario definir un modelo de negocio y un marco regulatorio favorable, además de tener en cuenta los factores socio-económicos presentes y futuros, ya que pueden incidir en la inversión necesaria para instalar este tipo de sistemas. La

evolución de la industria fotovoltaica también juega un papel importante, sus tendencias y el tiempo en que la curva de aprendizaje lleve a menores costes de generación con tecnología fotovoltaica. Un factor importante radica en cómo se acometa el control del fraude a través de un modelo que impida el aprovechamiento de este sistema para fines distintos a los que se ha concebido.

El segundo gran reto tiene que ver con la infraestructura requerida y las operaciones a realizar para las empresas que apuesten por este modelo. Conlleva gestionar activos y definir la cadena de suministro, donde conviven actividades como el transporte, almacenamiento, generación o distribución. Se deben tener en cuenta aspectos financieros, tanto del sistema en su conjunto como la propia financiación, planificación y elaboración de presupuestos para las instalaciones, e incluso consideraciones fiscales. Es importante atender a los aspectos legales, entre los que se deben estudiar cómo serán los contratos que unan a autoconsumidores y compañías, mecanismos para la resolución de conflictos o cómo se gestionarán los permisos y licencias. No se debe olvidar el siempre presente componente humano, que aparece en la necesidad de la formación del personal, algo importante a la hora de la gestión del cambio. También influyen la investigación, el desarrollo y la innovación en cuanto a tecnología fotovoltaica. Hay otros componentes que no por ser conocidos son menos importantes, como la gestión de datos y la seguridad de la información. El éxito que tengan los programas piloto, la estrategia marketing y la atención a los clientes son otros de los puntos a tener en cuenta.

Hay retos que corresponde resolver al Gobierno, como la regulación teniendo en cuenta todos los grupos interesados, además de la supervisión y el control que se ejerza sobre el sistema una vez establecido. Por último, según Deloitte hay un cuarto punto a la altura del resto, y es la gestión de la información por parte de las compañías hacia los clientes y los reguladores del mercado.

Si se consiguiera alcanzar que el autoconsumo sea un sistema masivo, implicaría “un cambio estructural de la cadena de valor clásica de la industria energética en España”, pasando de un esquema con flujos unidireccionales donde proveedores y clientes son grupos distintos a otro en el que los clientes generan energía y existe un flujo bidireccional que fomenta la interoperabilidad.

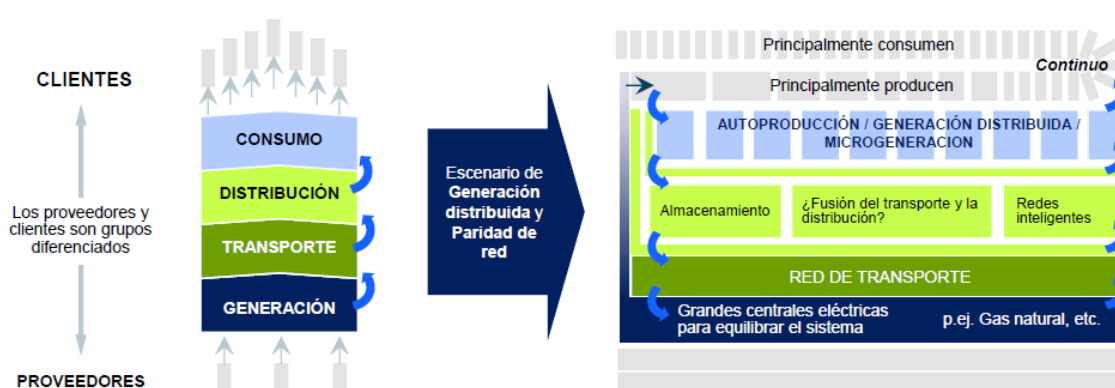


Figura 37. Cambio de la cadena de valor energética con la entrada del autoconsumo. Fuente: Deloitte.

Para las compañías eléctricas, el autoconsumo generalizado supondría un aplanamiento de la demanda, lo que llevaría a una menor utilización de sus activos. Desencadenaría en un gran paso hacia la generación distribuida, con menores pérdidas en el transporte, y una redefinición del papel de las comercializadoras. Al ser un cambio importante, supone una oportunidad de negocio, pero también un riesgo ante la incertidumbre regulatoria. Para el sistema, supone un aumento de la competencia y la

posibilidad de cumplir los objetivos 20/20/20 de la Unión Europea. Hasta entonces, las principales preocupaciones son la inseguridad jurídica, la política de subvenciones a las energías renovables y especialmente la reducción del déficit tarifario. Para los clientes, según este estudio, se traduce en una oportunidad para tener una mayor capacidad de decisión, una fuente de ahorro y la posibilidad de nuevos servicios como la recarga del vehículo eléctrico. De ello dependerá la regulación adoptada, en términos de costes y sencillez.

UNEF: Impacto sobre el Sistema Eléctrico

En la misma línea que el documento anterior, la “Jornada sobre el autoconsumo y balance neto” en la Comunidad de Madrid de abril de 2012 contó con una presentación de la Unión Española de Energía Fotovoltaica sobre el impacto que tendría el autoconsumo en el sistema actual. UNEF está a favor de la implantación del balance neto, y sus propuestas sobre la regulación que ellos consideran más adecuada serán recogidas en el siguiente punto.

La conclusión a la que llega la UNEF en este documento es la necesidad de la puesta en vigor de la ley del balance neto, ya que el consumo instantáneo es insuficiente para conseguir una mayor eficiencia energética. Este tipo de autoconsumo está regulado por el Real Decreto 1699/2011 para instalaciones menores de 100kW con conexión en la red interior del consumidor, que debe ser el mismo titular que el de generación. Representa un bajo porcentaje del consumo, salvo para algunos consumidores industriales y zonas climáticas concretas. Para los casos en que este modelo es rentable, el ahorro es muy pequeño por las restricciones del sistema.

UNEF: Balance neto. Requisitos para un autoconsumo viable en España

La propia UNEF publicó en febrero de 2012 un informe sobre el balance neto. Más allá de sus propuestas normativas, en él se recoge un caso de estudio para el posible autoconsumo doméstico (acogido a la Tarifa de Último recurso, TUR) y para la pequeña empresa (baja tensión, menor de 100kW).

Con respecto a la evolución del coste de la energía, el estudio parte de la hipótesis de un incremento anual del término de energía del 2% en el caso doméstico por un 1,75% en el industrial, al considerar que el término de potencia seguirá siendo pagado de forma íntegra.

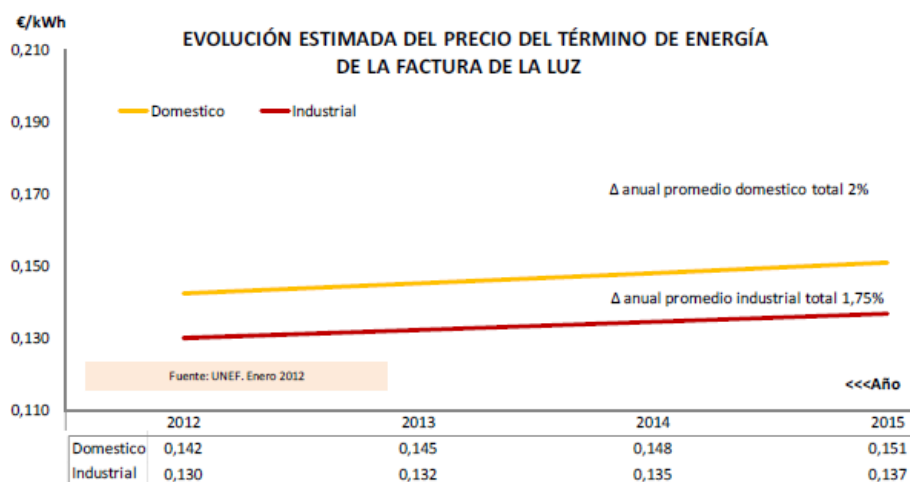


Figura 38. Evolución precio de la factura de la luz antes de impuestos. Fuente: UNEF.

Para poder comparar ese valor, se analiza el coste unitario de inversión para instalaciones fotovoltaicas individuales tipo. Considerando que el IVA doméstico debe ser

considerado en su totalidad al no poder ser transferido a terceros, y teniendo en cuenta la reducción de precios superiores al 70% en los últimos años, las previsiones son las siguientes:

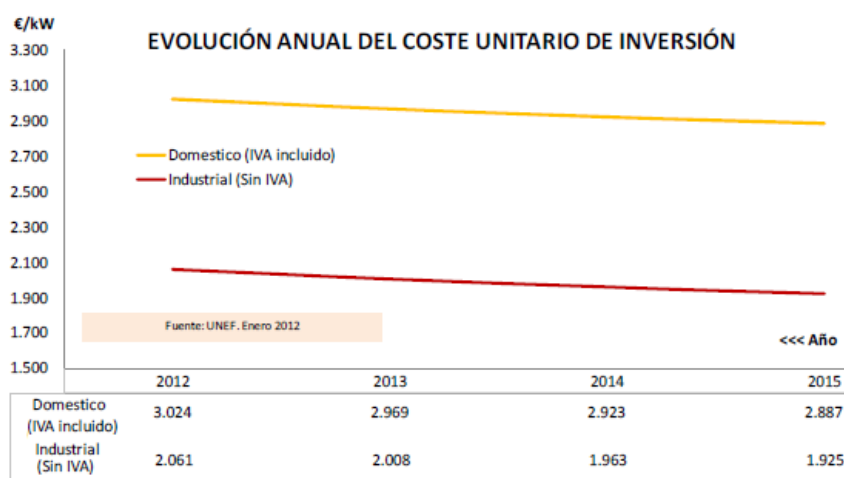


Figura 39. Evolución anual coste de inversión unitario para instalaciones fotovoltaicas. Fuente: UNEF.

A la hora de determinar el plazo de recuperación de la inversión, el informe fija tres parámetros: IPC interanual promedio del 2%, con un peaje a la energía gestionada por la red entre periodos de facturación y una valoración del saldo coincidente con el precio de generación.

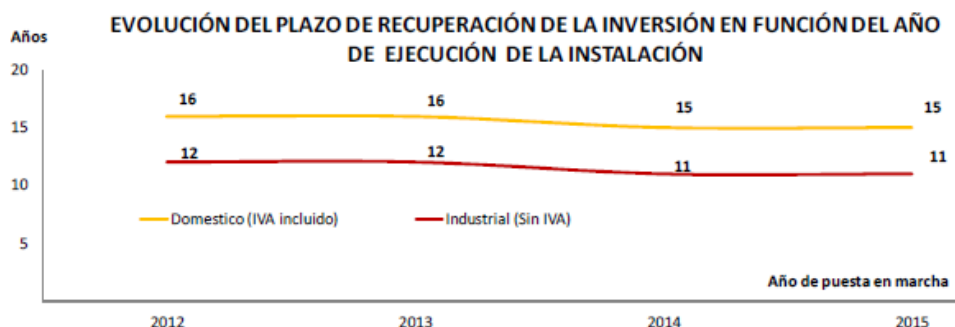


Figura 40. Evolución en años del plazo de recuperación de la inversión. Fuente: UNEF

Las conclusiones a las que lleva es que el sistema de balance neto será una alternativa al modelo de consumo tradicional, pero que actualmente no es lo suficientemente rentable para un desarrollo inmediato en ninguno de los dos segmentos analizados sin algún tipo de incentivo fiscal. Además, es difícil que se produzca tal inversión por ese tiempo de recuperación, sumada a la inseguridad jurídica y regulatoria y la situación económica por la que atraviesa el país.

Gestamp Solar: Integración Industrial de la Generación Distribuida

La compañía Gestamp Solar desarrolla y gestiona parques fotovoltaicos, y como muestra de la aplicación de la generación distribuida en la industria, indica una serie de ejemplos de proyectos desarrollados en la industria automovilística.

Entre los principales ejemplos en Europa destacan la instalación de 55,2MW de potencia en los parkings en las factorías francesas de Renault, 11,8MW en las cubiertas y parkings de SEAT en España y 1,1MW en la cubierta de la fábrica de Italia de Lamborghini. Otro ejemplo en nuestro país es la instalación de 600kW en la cubierta de Gonvauto en España. En otros continentes, destacan los 3MW en los parkings de la "Army National Guard" en los

Estados Unidos, o los diferentes proyectos que Renault ha emprendido: en Brasil, con una potencia instalada de 15kW en parkings y una producción anual de 21.385,03MWh en 30 hectáreas construidas en un tiempo de ocho meses con un coste aproximado de 37,5 millones de dólares; en Colombia, en parkings y cubiertas; y en los parkings de Tánger, Marruecos, con un total de 21,5MW en dos fases de 8MW y 13,5MW, que producen 35.907,03kWh/año tras una inversión de 60,65 millones de euros aproximadamente.

PROYECTO	Potencia instalada (MW)	Superficie (hectáreas)	Inversión (millones de euros)	Tiempo (meses)	País
Renault	55,2	56	132	6	Francia
Seat	11,8	23,5	45	4/fase	España
Lamborghini	1,1	1,7	4,8	4	Italia

Tabla 7. Algunos proyectos fotovoltaicos en la industria del automóvil en Europa. Elaboración propia, basado en datos de Gestamp Solar.

La industria automovilística destaca por sus elevadas cifras de consumo energético, con una continua actividad productiva, su cercanía con otras industrias y tener grandes superficies aprovechables, como parkings y cubiertas. Resulta una industria muy proclive al uso de fuentes fotovoltaicas, ya que la conexión a la red de distribución facilita la evacuación de la energía; es una industria muy contaminante, por lo que podría ayudar a reducir el impacto medioambiental; y además, la ya comentada posibilidad de aprovechamiento del espacio ayuda a la instalación de estos sistemas.

Los puntos débiles del autoconsumo industrial son parecidos al del sector residencial: la inestabilidad regulatoria, la falta de implicación de las compañías eléctricas, la inversión necesaria y la situación financiera actual de muchas empresas. Los beneficios que aporta son de distinta naturaleza, como la posibilidad de mejorar la imagen de compromiso con el medio ambiente al fabricar vehículos ecológicos mediante un proceso de producción más limpio y eficiente; con estas instalaciones las cubiertas están más protegidas y las fábricas mejor aisladas, a la vez que se posibilita mejorar las infraestructuras también en los parkings. En la presentación, se considera factible el hecho de extrapolar estos ejemplos a industrias similares gracias a los conocimientos adquiridos.

3.2.2 Integración en la red y tecnología

Dejando a un lado la parte normativa y centrándose más en la parte tecnológica, aquí se recogen algunos estudios de la tecnología actual y la forma en que esta ayuda a la implantación del autoconsumo.

Universidad Politécnica de Madrid: Gestión de la demanda eléctrica doméstica con tecnología fotovoltaica: sistema GEDELOS-FV

Ante la situación actual de descenso de primas e incentivos al autoconsumo, el Instituto Energía Solar y el Departamento de Tecnologías Especiales aplicadas a la Telecomunicación –ETSI- consideran que se deben buscar nuevas formas de funcionamiento para integrar la demanda y generación local, que además de las ventajas en la reducción de pérdidas y la mayor estabilidad del sistema, mitigan el efecto de las subidas de la luz para los usuarios.

El autoconsumo con energías renovables requiere técnicas de gestión de la demanda, predicción de la generación a corto plazo y en algunos casos sistemas de almacenamiento. El estudio realizado en la Universidad Politécnica de Madrid se centra en el primer punto, estudiando la combinación de la Gestión de la Demanda Eléctrica (GDE) con sistemas fotovoltaicos híbridos de última generación, concepto denominado Gestión Activa de la Demanda Eléctrica (GADE). Esta idea permite optimizar el uso de la generación fotovoltaica, trae beneficios para la red y para otros usuarios conectados a ella a través de estrategias cooperativas. Es un ejemplo de cómo aplicar estrategias inteligentes de autoconsumo para aumentar el valor añadido de la electricidad fotovoltaica. Los consumidores residenciales juegan un papel activo y se benefician de la automatización de la gestión de la demanda manteniendo intactas sus necesidades y preferencias.

El reto de la GADE a nivel de control radica en conseguir la modificación de una parte de la demanda con un enfoque multivariable para la gestión y supervisión del sistema eléctrico en tiempo real, teniendo en cuenta tanto la información de la red eléctrica como del sistema local. Particularizando para la tecnología fotovoltaica, es importante la predicción de la generación a corto plazo. Estos factores han motivado el nacimiento del proyecto “Gestión de la Demanda Eléctrica Doméstica con Tecnología Solar Fotovoltaica”: GEDELOS-FV.

El sistema GEDELOS-FV combina la generación y almacenamiento local con estrategias de gestión de la demanda. Su objetivo es el de satisfacer las necesidades de los usuarios a través del uso óptimo de tecnología fotovoltaica y maximizar el autoconsumo, reduciendo importaciones de la red. Las estrategias seguidas para alcanzarlo han sido dos: en primer lugar, la utilización de pequeñas baterías como sistema de almacenamiento para el uso de la energía fotovoltaica de manera indirecta; la segunda es integración del patrón de generación local con el de consumo a través de la modificación de este último, ya que en función de condicionantes locales el sistema tiene la capacidad de desplazar la curva de demanda.

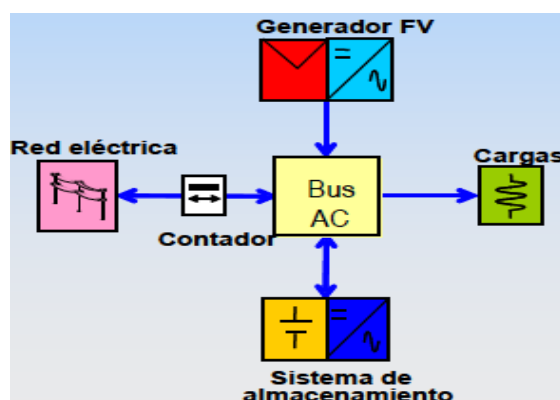


Figura 41. Esquema del sistema híbrido con generación fotovoltaica, sistema GEDELOS-FV. Fuente: Universidad Politécnica de Madrid

El software del sistema controla los flujos de potencia y supervisa el funcionamiento de sus componentes. Existe un nivel de supervisión, en el que se desarrollan predicciones para las siguientes 24 horas provenientes de la Agencia Española de Meteorología. También existe un control de cargas distribuido y centralizado. El controlador de batería determina la energía fotovoltaica indirecta usada, con el objetivo de maximizar el autoconsumo y controlar los flujos de potencia; puede estar en su estado principal o de “autoconsumo”, en “sobrecarga”- se entrega el excedente fotovoltaico a la red y el de consumo es abastecido por la batería- o en “sobredescarga” –no se extrae energía de la batería, sino que el excedente fotovoltaico se almacena en la batería y el de consumo se nutre de la red eléctrica -.

Para maximizar el autoconsumo, las baterías se cargan solo con la energía local, mientras que la descarga únicamente puede producirse abastecer las cargas locales. Para el análisis, el estudio utiliza un prototipo de vivienda solar autosuficiente, el “Magic Box”, semejante a los hogares con un elevado nivel de electrificación. El documento tiene en cuenta la diferencia entre el consumo no diferible (véase televisión o iluminación) y diferible (el propio de electrodomésticos como lavadora o lavavajillas).

De los resultados de las simulaciones teóricas se extrae que existe una capacidad de batería recomendada. Sin presencia de batería, sin GADE se obtiene un porcentaje de energía demandada abastecido directa e indirectamente por fuentes locales anual del 33%, frente a un 47% con el uso de esta técnica, lo que supone un aumento del autoconsumo del 14%. La mejora es menos significativa a medida que aumenta la capacidad, ya que cuanto mayor es el sistema de almacenamiento, menor es el efecto de hacer coincidir los patrones de generación y consumo, aumentando así la energía fotovoltaica que se consume de forma indirecta. Si se analiza el comportamiento por meses, la falta de generación local en invierno queda patente en el estudio.

Durante los meses de julio, agosto y septiembre de 2010 se realizaron medidas experimentales. El siguiente gráfico es el resultado obtenido un día de verano. Las diferencias son claras, se optimiza el autoconsumo gracias al desplazamiento de las cargas diferibles a las horas centrales del día para aprovechar la energía fotovoltaica generada localmente.

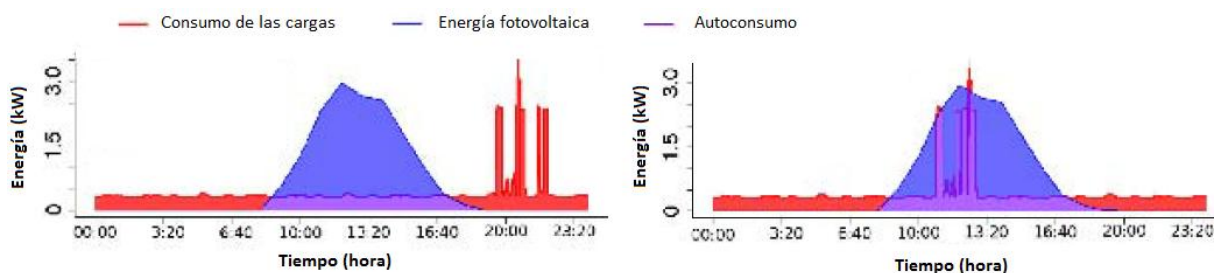


Figura 42. Resultados de las medidas experimentales sin GADE (izquierda) y con GADE (derecha). Fuente: Universidad Politécnica de Madrid.

El estudio señala la necesidad de contar con instalaciones piloto y muestra como líneas futuras el funcionamiento múltiple, la complementariedad con vehículos eléctricos o la gestión de consumos de acondicionamiento térmico y la evolución de las redes inteligentes. Las ventajas del GADE son la reducción de pérdidas y del tamaño de la batería, reduciendo los costes del sistema; un mayor control energético, consiguiendo una mayor estabilidad; y la escalabilidad, permitiendo la implementación y expansión. Por tanto, el sistema GEDELLOS-FV maximiza el uso de la energía local de forma directa e indirecta e incrementa el valor añadido de la tecnología fotovoltaica en términos de potencia y energía.

Endesa : SmartCity Málaga

En la “Jornada sobre Generación Distribuida, Autoconsumo y Balance Neto” de mayo de 2012, organizada por la UNEF, el Director General de Energías Renovables de Endesa presentó el proyecto en el que su empresa participa, la creación de una “Smart city” en el paseo marítimo de Málaga. En términos generales, en el estudio de los sistemas de información para la operación de servicios en tiempo real se conectan las personas y las redes. Los requisitos para lograrlo son los siguientes: la creación de redes inteligentes de distribución eléctrica, la autogeneración y almacenamiento de energía de origen renovable, la gestión eficiente del uso final de la energía y la concienciación y compromiso de los ciudadanos. Las redes inteligentes son un soporte para la generación distribuida, siendo necesario adecuar la

demanda a la oferta a través de una interconexión ágil y flexible para no poner en peligro la calidad del suministro.

El proyecto en la ciudad malagueña busca integrar las fuentes renovables en la red eléctrica acercando la generación al consumo y gestionando el almacenamiento de energía en baterías para su posterior uso en alumbrado público, transporte eléctrico o climatización de edificios. Se busca hacer partícipe a los más de 13.000 usuarios finales para obtener un ahorro energético del 20%. En cuanto a la tecnología empleada, se usarán 7.000 contadores inteligentes y se empleará el telecontrol para actuar en tiempo real y de forma automática sobre la red de distribución.

Universidad Carlos III de Madrid: “Smart grids”

Por otro lado, en el seminario sobre sistemas de almacenamiento y conversión de energía para redes inteligentes de la Universidad Carlos III de Madrid, en la presentación “Smart grids: sistemas electroquímicos para aplicaciones estacionarias” se escenifican las aplicaciones de estas redes inteligentes en la generación, gestión de la energía, transporte y distribución y a nivel del consumidor.

En el caso de la generación de electricidad, esta tecnología permite una mayor penetración de las energías renovables gracias a la nivelación de la carga, y el seguimiento de la carga, mejorando el factor de potencia y reduciendo el consumo de combustibles. En términos de gestión de energía, las redes inteligentes ayudan a regular la tensión y a tener una reserva ante incidentes menores en líneas y generadores. Como aplicación al transporte y la distribución, permiten aplanar la curva de carga de la subestación y reducir las pérdidas en el transporte. Por último, a nivel usuario compensan las fluctuaciones de tensión y corrigen impulsos de tensión durante segundos o milisegundos.

Soliker: Tecnología y mercados, una visión sobre la innovación.

La compañía Soliker se dedica al diseño y fabricación de componentes solares. El autoconsumo es un mercado nuevo, lo que supone un reto tecnológico. También lo son la gestión inteligente de redes o la integración en edificios, gracias al avance de esta tecnología. Afirman que la innovación debe ampliar los retos en eficiencia, calidad y durabilidad, y que la inversión en I+D+i debe darse desde el sector público y las empresas privadas, en búsqueda de una mayor competitividad.

En el sector fotovoltaico, si se analizan las principales empresas fabricantes mundiales se aprecia una correlación entre las tasas de ventas y de I+D. En el mercado mundial, se ha producido una transferencia de recursos en investigación y desarrollo desde el sector público a las empresas privadas. Las inversiones públicas en la OCDE para energías renovables típicamente aumentan cuando se producen los picos de petróleo y desde la concienciación por la amenaza del cambio climático, y se ven afectadas negativamente con las épocas de crisis económicas como la actual. Ha quedado demostrado que esta inversión pública ha sido un factor determinante en el desarrollo de la tecnología fotovoltaica.

4. Descripción de la normativa

En este punto se definen el balance neto y otros conceptos importantes para entenderlo. Se analiza el estado de la normativa española, en concreto el Proyecto de Ley del Balance Neto y su correspondiente informe encargado a la Comisión Nacional de Energía. Se recogen los beneficios, inconvenientes, retos y oportunidades de esta normativa, así como la tecnología necesaria para su implantación. Además, quedan señaladas las propuestas de los distintos agentes afectados.

4.1 Balance neto fotovoltaico

Para fomentar las ventajas del autoconsumo diferido frente al instantáneo, el balance de energía busca aprovechar al máximo la energía producida a través de la generación local para el consumo propio. Esta fórmula surge ante la inevitable diferencia entre la curva de demanda y la de generación. Mientras en el caso de la generación fotovoltaica el máximo se alcanza en las horas centrales del día (como se puede apreciar en la figura 15), para la demanda su forma es completamente distinta, ya sea para el sector residencial (ver el anejo del sector eléctrico), servicios o industrial. Además, el hecho de que la energía se genere a través de fuentes renovables (en este caso, energía solar fotovoltaica) hace que dicha producción se vea afectada por factores que escapan al control humano por su naturaleza intermitente.

Para el sector fotovoltaico, al que la supresión de las ayudas a las energías renovables afectan directamente, este sistema supone una alternativa a la producción para la venta de energía en régimen especial en el sector tal y como se ha venido haciendo. Son varios los motivos que desencadenan la redacción de la nueva norma; uno de ellos es el numeroso grupo de consumidores de pequeña potencia en el sector terciario y doméstico, lo que supone un avance hacia el cambio de un modelo de generación centralizado a uno distribuido. Por otro lado, es un sistema proclive al uso de fuentes renovables como la fotovoltaica, lo que ayuda a cumplir los objetivos marcados en este ámbito.

Además, se conoce la existencia de situaciones en las que la conexión a la red de este tipo de instalaciones no requiere un gran desembolso para analizar su viabilidad, y son varias las leyes europeas que urgen a la reducción de los procedimientos administrativos para conseguir los permisos necesarios. Por su parte, la disminución de costes tecnológicos y la tendencia al alza de los precios de la electricidad hacen que la paridad de red esté cercana y sea necesario dotar al sistema de una regulación. El éxito de otras experiencias internacionales anima a su pronta implantación, ya que se parte de la base de algo ya existente y conocido.

Por tanto, en el avance hacia la generación distribuida, es necesario potenciar la producción de instalaciones de pequeña potencia para consumo individual a través de la compensación diferida de saldos de energía. Así, el consumo de balance neto, según el Proyecto de Real Decreto, se define como:

“[...] consumo instantáneo o diferido de la energía eléctrica que hubiera sido producida en el interior de la red de un punto de suministro o instalación titularidad de un consumidor y que estuviera destinada al consumo propio”.

En este esquema, se consume energía de la red cuando se necesita, mientras que cuando la electricidad generada supera la que se demanda en ese momento, se inyecta a la propia red. El concepto del balance neto radica en almacenar la energía sobrante, en este caso utilizando la red de distribución, para consumirla en los momentos del día que se necesita.

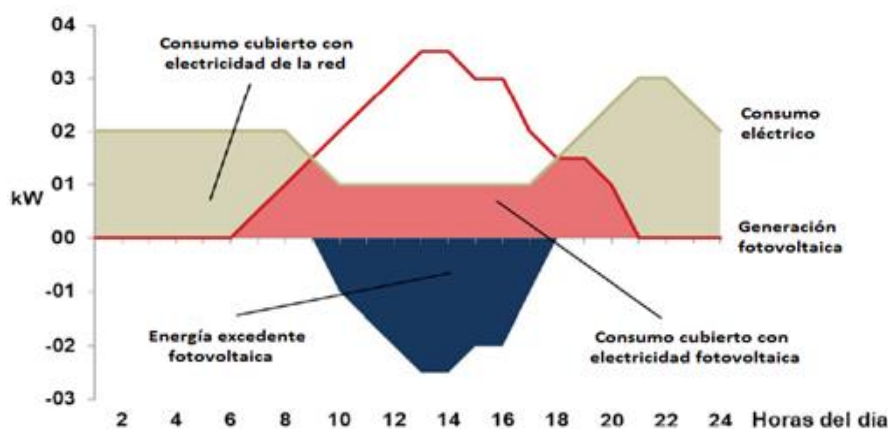


Figura 43. Consumo eléctrico y generación fotovoltaica de un usuario doméstico a lo largo de un día.

Fuente: ASIF. Modificada

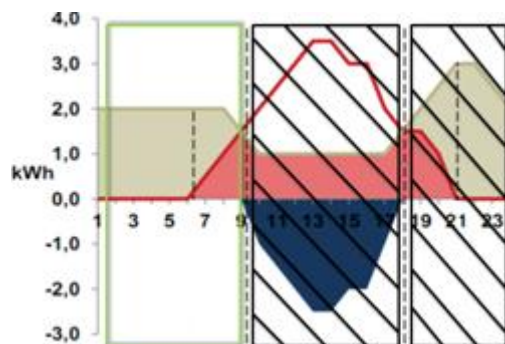


Figura 44. Consumo y generación durante el día (a)

A medida que la irradiación solar aumenta, que típicamente coincide con un menor consumo en los hogares, la producción propia es suficiente para cubrir todo el consumo, y se genera un exceso que es vertido a la red.

Los mayores valores de generación para el caso fotovoltaico se dan, como es lógico, en las horas centrales del día.

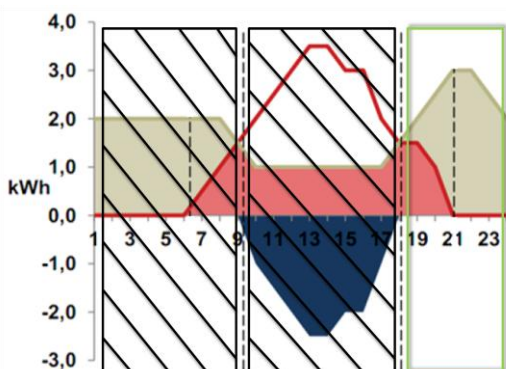


Figura 46. Consumo y generación durante el día (c)

Durante la noche, toda la demanda se cubre con electricidad procedente de la red de distribución.

Al amanecer, comienza a generarse electricidad con las placas fotovoltaicas, pero no es suficiente para cubrir todo el consumo, por lo que se sigue requiriendo el suministro de electricidad de la red.

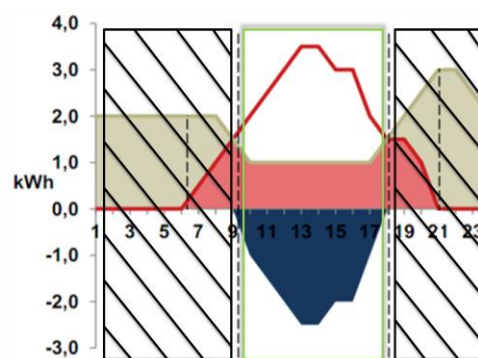


Figura 45. Consumo y generación durante el día (b)

Al atardecer, la menor irradiación, unido a las horas punta del consumo doméstico, hacen que se vuelva a requerir de energía de la red.

Para el caso uno y tres, la demanda se cubre con los derechos de consumo diferido en la medida de lo posible gracias a la electricidad generada en las horas de sol.

Conocer los datos del consumo eléctrico es importante para ajustar el tamaño de la instalación o la potencia contratada de manera óptima. También hay que tener en cuenta la estacionalidad. En invierno, por ejemplo, la energía generada es de menor cuantía que en verano. Además, en los meses invernales hay una gran diferencia entre la distribución de generación y consumo, utilizándose en mayor medida la energía diferida. Sin embargo, durante el verano las curvas de generación y consumo siguen patrones más semejantes, exceptuando el pico que se produce en las últimas horas del día, por lo que la energía autoconsumida de forma instantánea será mayor. En la siguiente figura se puede observar el esquema del consumo residencial en invierno (arriba) y en verano (en el medio). Abajo se representa la curva de generación fotovoltaica en invierno, otoño, primavera y verano (de más pequeña a más grande).

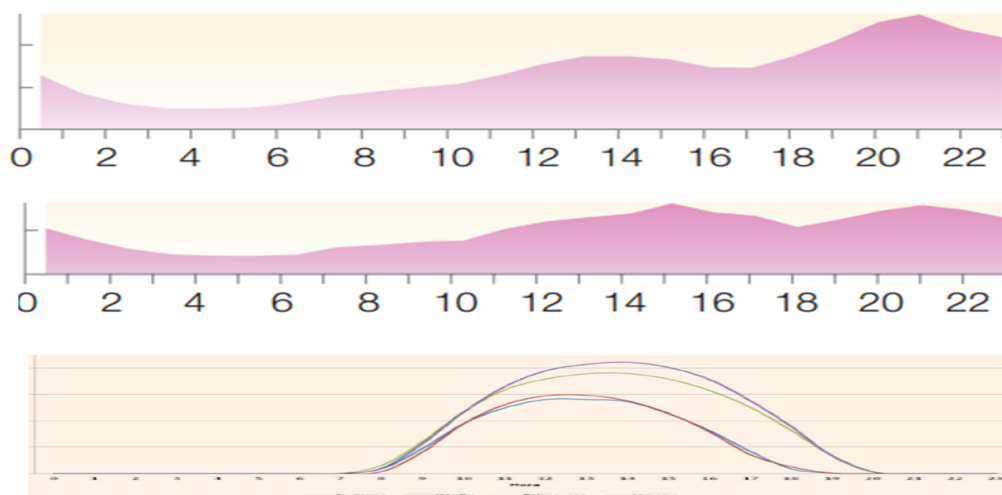


Figura 47. Esquema del consumo residencial a lo largo del día en invierno (arriba) y verano (medio) y de la generación solar fotovoltaica. Fuentes: REE y UNEF. Modificado

Así pues, en este modelo el sistema eléctrico se utiliza a modo de almacén de excedentes de producción puntuales que generan derechos de consumo diferidos a cambio de ciertos peajes. Ya se ha visto cómo son tratados los excedentes en otros países, y a continuación se analizará cómo se propone que lo sean en nuestro país en el borrador de esta ley. Se trata de una nueva filosofía donde el balance neto forma parte de un sistema global de gestión de la demanda con mayor protagonismo para el consumidor y que favorece la generación distribuida, lo que supone una oportunidad, pero también un reto para el sector eléctrico.

Dentro de los factores que influyen en el éxito del balance neto en España hay algunos que dependen de la legislación. Uno de ellos es cómo se redacte la norma, conjugando los diferentes intereses y definiendo las posibles situaciones sin ambages y sin resquicio para la trampa legal. Otro punto importante para su desarrollo es la política de incentivos que se desee implantar, así como los costes por el servicio de balance neto, aspectos que inciden de manera directa en la rentabilidad.

4.2 Proyecto de Real Decreto

Esta nueva norma fotovoltaica tiene como marco europeo la Directiva 2004/8/CE sobre eficiencia energética, en la que se promocionan las instalaciones de pequeño tamaño. La Directiva 2009/28/CE fomenta el uso de energía con procedencia renovable y obliga a los países miembros a “racionalizar y acelerar los procedimientos administrativos” de este tipo de

sistemas. Ya en el nuestro país, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, el Real Decreto 1955/2000 –en el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas- o el ya comentado Real Decreto 1699/2011 sobre instalaciones de pequeña potencia actuarán como marco para la nueva ley, que también se verá afectada por el Real Decreto-ley 1/2012 que pone fin a los incentivos económicos a las instalaciones de energía a través de fuentes renovables, a priori con carácter temporal. En estas dos últimas normas ya se citaba expresamente la necesidad de una ley sobre la regulación del balance neto.

Con fecha 18 de noviembre de 2011, el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, a través del Secretario de Estado de Energía, remitió a la Comisión Nacional de Energía el citado Proyecto de Real Decreto, “por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto” a través de doce artículos repartidos en cuatro capítulos. La entrada del balance neto en España requiere cambios en la normativa actual, encaminados hacia la simplificación de los procedimientos administrativos. También es necesario adaptar aspectos como las relaciones entre los agentes implicados o aquellos relativos al suministro y su contratación ante la compensación diferida y los derechos de consumo generados.

Por su parte, la Comisión Nacional de Energía publicó el 28 de marzo de 2012 el correspondiente informe como ente regulador de los sistemas energéticos en nuestro país. En él, la CNE valora positivamente la nueva modalidad del autoconsumo y su desarrollo a través del balance neto, al considerar que puede permitir el cumplimiento eficiente de los objetivos medioambientales y energéticos fijados y ser un paso más hacia la generación distribuida. Por el contrario, considera que existen numerosas cuestiones que el borrador no deja lo suficientemente claras y que deben ser concretadas. Así pues, tras la publicación de este informe, se espera la norma definitiva para los próximos meses, aunque el hecho de que las prioridades del actual Gobierno vayan encaminadas a atajar el déficit tarifario puede hacer que se retrase. Con el Proyecto de Ley y el Informe del CNE se procede a analizar críticamente punto por punto las características de la nueva ley, sus consecuencias si se aprobara tal y como está y las modificaciones que ayudarían a un mejor funcionamiento.

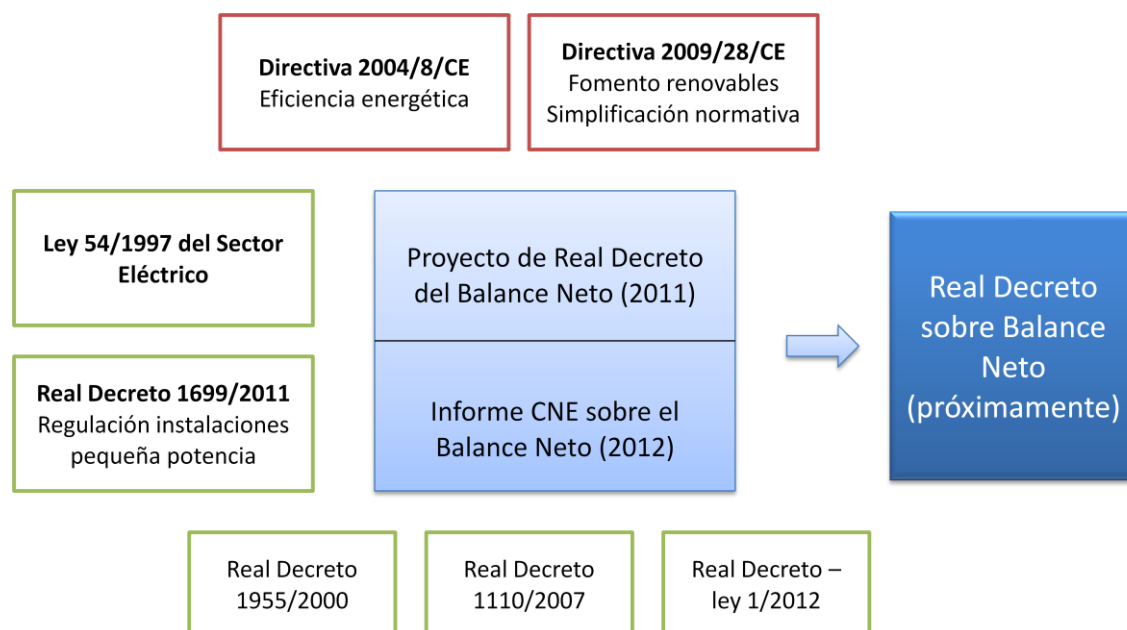


Figura 48. Esquema normativo actual. Elaboración propia.

4.2.1 Ámbito de aplicación

En el preámbulo de la norma se señala la posibilidad de generar electricidad a partir de cualquier tecnología renovable, considerándose especialmente favorable para los equipos eólicos y solares, ya que ante la imposibilidad de gestión de estas fuentes esta fórmula puede adecuar la producción al consumo. Sin embargo, no se señala explícitamente que la producción local deba tener como origen tecnologías encuadradas dentro del régimen especial y no aclara si esta generación local debe provenir de fuentes exclusivamente renovables o si la micro-cogeneración tiene cabida. Una solución sería alinear el ámbito de aplicación de la futura norma del balance neto con la ya vigente para instalaciones de pequeña potencia contempladas en el Real Decreto 1699/2011, ya que, salvo en el ámbito económico, las características de estos sistemas son las mismas. Para un mayor control, las instalaciones para autoconsumo deberían ser inscritas en el registro de productores de régimen actual del Real Decreto 1003/2010.

Según lo establecido, la *potencia contratada* para autoconsumo no podrá ser mayor de 100kW por instalación o punto de suministro. Muchas empresas y asociaciones consideran errónea esta limitación. Argumentan que se trata de una autolimitación innecesaria desde el punto de vista técnico y económico. Con tal limitación de potencia se conseguiría que el balance neto fuera individualizado frente al compartido, el cual se podría conseguir en cooperativas o industrias y servicios de mayor tamaño. Se limita así la posibilidad de alcanzar economías de escala y la reducción de los costes unitarios de inversión, puesto que este sistema se encuentra actualmente más cerca de la rentabilidad de lo que está el propuesto en la normativa en ausencia de incentivos. Se puede analizar la siguiente tabla para comparar esta cifra con la de otros países:

País	Potencia límite
Alemania	500kW
Italia	De 200kW actuales a no tener límite en 2013
Holanda	15kW
California (EE.UU.)	1MW
Hawái (EE.UU.)	100kW
Arizona (EE.UU.)	125% del total de la carga conectada por el consumidor
Nueva Jersey (EE.UU.)	No puede exceder el consumo anual del consumidor en tal emplazamiento
Canadá	100kW
Brasil	1MW

Tabla 8. Potencia límite en otros países. Elaboración propia.

España apuesta por un valor mayor al de países como Dinamarca u Holanda, pero inferior al caso alemán o italiano. Este último caso es importante ya que la relevancia de esta tecnología en ambos países es alta y los niveles de radiación de Italia son parecidos a los nuestros. Allí, la potencia límite es actualmente de 200kW, pero a partir de 2013 no existirá límite, abriendo la puerta de esta manera al balance neto compartido. Especialmente interesante es el caso de los Estados Unidos, donde el balance neto tiene una gran tradición. En términos generales, la potencia máxima supera claramente al caso español, y en algunos estados como Ohio, Nueva Jersey o Arizona la potencia máxima depende del consumo en cada emplazamiento. Este sistema trata de ajustar el autoconsumo para cada caso concreto utilizando datos de consumo anteriores a la hora de realizar la estimación oportuna, independientemente del tamaño de la instalación.

A favor de este límite de potencia contratada cabe decir que dado que el cambio hacia el balance neto tiene muchas implicaciones en el sector eléctrico, ya sea en el sistema de medida, en la operación de las redes, en seguridad, en componentes tecnológicos o en la estructura de costes, este límite asegura que el cambio se realice de forma progresiva. Con el límite de 100kW se consigue que el número de instalaciones potenciales que pueden adscribirse a este sistema no sea tan elevado como para que el sistema se resienta. Una vez instaurado y si el funcionamiento es el adecuado, se podría aumentar aprovechándose el hecho de que el mercado estaría más asentado y el sector más preparado para ello.

Otro aspecto importante es el de la *titularidad*, que pertenece al propietario de la instalación, algo común en países europeos y lejos de la tendencia norteamericana, donde las instalaciones pueden ser propiedad de la compañía eléctrica. Mientras que la CNE aconseja que se aclare este punto y considera más razonable que no se permita la titularidad compartida de la instalación, en muchas de las alegaciones planteadas a este organismo se pide lo contrario. Con tal límite de potencia, por coherencia, convendría especificar en la norma que la titularidad del punto de suministro y de la instalación debe ser asumida por un propietario individual, con excepción de las comunidades de vecinos -siempre que cumplan los límites de potencia-, en las que tanto la instalación como la contratación corran a cargo de la comunidad.

Así pues, la relación entre potencia contratada límite y titularidad debe guardar una cierta coherencia. Si se decide mantener el límite en 100kW y que el productor sea el propietario del emplazamiento en el que se produce, conviene mantener la titularidad individual en la normativa. Si se decidiera aumentar el límite de potencia contratada, se abriría la puerta al balance neto compartido, como tiene previsto hacer Italia a partir del año 2013.

4.2.2 Requisitos técnicos

Los requisitos recogidos en el Proyecto de Decreto Ley son los mismos que aquellos que aparecen en el Real Decreto 1699/2011, que regula la conexión a la red de las instalaciones de producción de electricidad de pequeña potencia. En él quedan recogidas las obligaciones del titular de la instalación, que es el responsable de mantenerla en condiciones óptimas. La verificación de su correcto cuidado es llevado a cabo por las distribuidoras a través de una propuesta a la Administración competente, salvo en el caso de una avería grave. Los costes derivados de la subsanación de errores corren a cuenta del titular. Las revisiones deben realizarse al menos cada tres años por técnicos designados por el propietario.

Con respecto a las condiciones de conexión, los esquemas deben minimizar las pérdidas del sistema asegurando la seguridad, calidad de suministro y fiabilidad de las medidas. Si la potencia nominal de la instalación supera los 5kW, la conexión a la red será trifásica con menos de 5kW de desequilibrio entre fases. El factor de potencia de la energía suministrada debe ser superior a 0,98 si la instalación trabaja a potencias superiores al 25% de la nominal. Además, la caída de tensión entre el punto de conexión y el centro de transformación debe ser inferior al 2,5% de la tensión nominal de la red (de media o baja tensión).

Para las redes interiores, se debe aislar a la vez la conexión interior y la caja general de protección. El titular de la red interior ha de ser el mismo que todos los equipos conectados a su red, procediéndose a un registro a nivel autonómico y al "Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica" de la Dirección General de la Política

Energética y Minas. En este Real Decreto ya se recogía la limitación de potencia de 100kW que permanece en el borrador del balance neto, y se determina que en ningún caso se puede superar la capacidad disponible en el punto de conexión a la red de distribución ni la potencia adscrita. También quedan definidas las protecciones necesarias, las condiciones de puesta a tierra, la compatibilidad electromagnética y la garantía de seguridad.

La configuración de la conexión se basa tanto en la normativa vigente sobre seguridad y calidad industrial, en aras a garantizar que la medida y la facturación se realicen de forma adecuada, como en el Real Decreto 1110/2007, que unifica el reglamento de medida del sistema eléctrico. Con respecto a los equipos de medida, serán necesarios dos en el punto frontera o uno bidireccional que mida el saldo neto de generación y consumo con la red de distribución. Sin embargo, si se instalara un solo equipo de medida solo se registraría el saldo de los flujos entrantes y salientes de energía, y no se conocería el total de energía generada en la instalación y el total de la consumida. Esto impediría un conocimiento más exacto del grado de aportación de este sistema a los objetivos de porcentaje de uso de energías renovables.

Para solventar este problema, el Informe de la CNE propone contar con dos medidores independientes, sincronizados y en paralelo, lo más próximos posibles al punto frontera, tal y como se encuentra regulado en el Real Decreto 1699/2011, determinando de esta forma toda la energía generada y toda la consumida. Los circuitos de generación y consumo deben ser independientes, con equipos de medida distintos, pero en la misma ubicación. También conviene que estos sistemas tengan la capacidad de realizar medidas con resolución horaria. Con este esquema, el distribuidor debería determinar hora a hora los saldos de energía con vistas a la facturación de las tarifas de acceso.

Otra alternativa que ahorraría a la distribuidora estos cálculos sería combinar un medidor bidireccional de resolución horaria que registre el saldo neto junto con otro equipo sincronizado que mida toda la generación bruta. Según se elija un sistema u otro, se sumarían parcialmente la energía producida y consumida o se registraría la medida del equipo bidireccional a la hora de realizar la facturación. Por su parte, las distribuidoras, además de la lectura, medida y control de la energía, han de elaborar un informe anual en el primer trimestre para el Ministerio de Industria Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de la Energía con la energía total producida durante el año anterior.

Propuesta Proyecto Decreto Ley

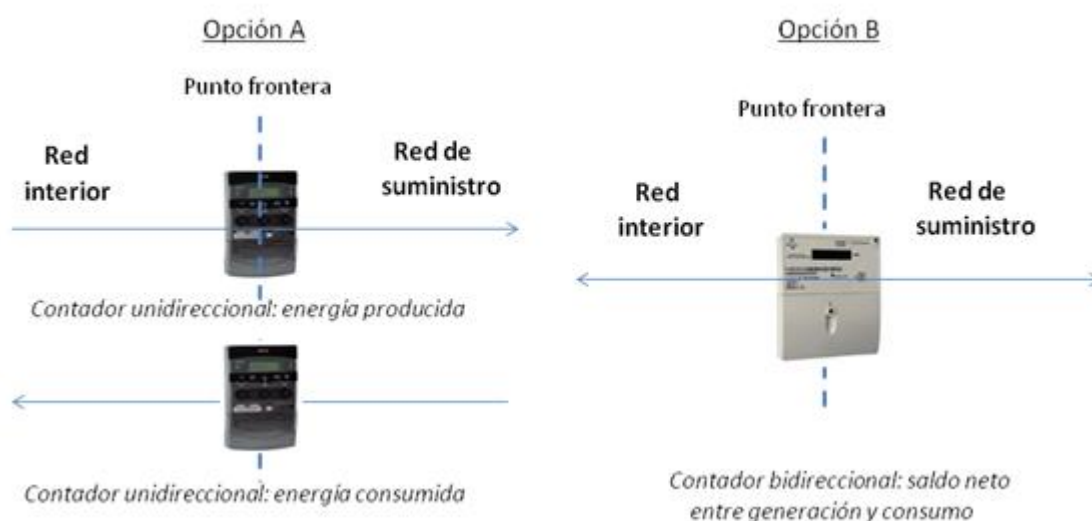
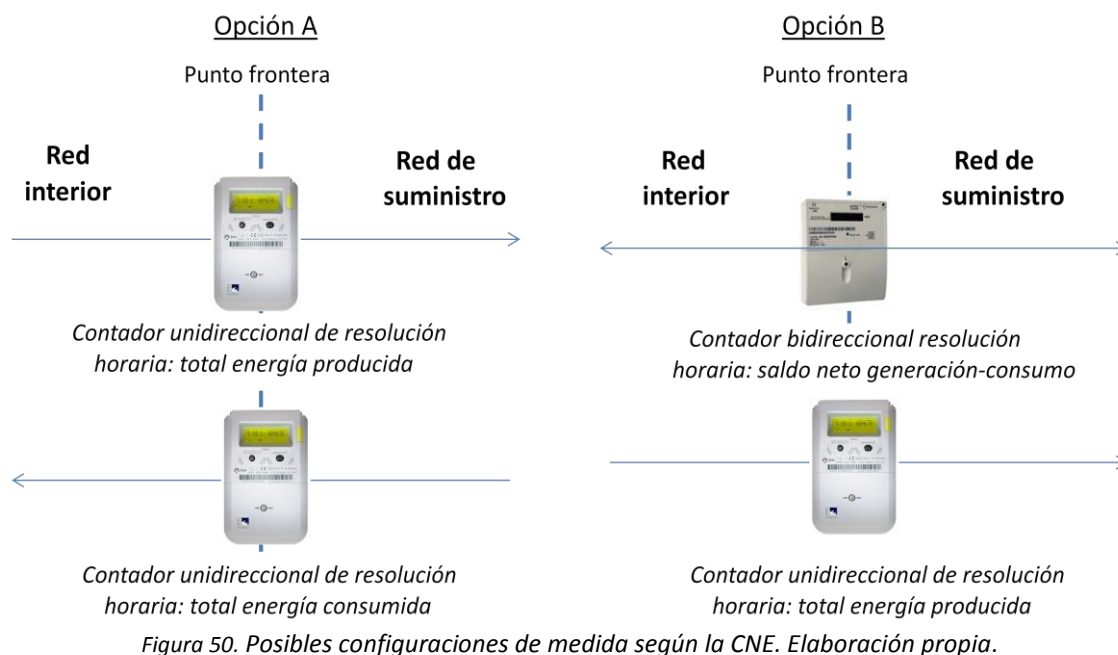


Figura 49. Posibles configuraciones de medida según la Propuesta Decreto Ley. Elaboración propia.

Propuesta CNE



En esta línea, son muchos los agentes que abogan por registrar no solo el saldo de energías, sino contabilizar también por separado la medida de la energía consumida y producida. Esto conllevaría muchas ventajas a la hora de obtener y tratar la información. Se podría medir el impacto de este sistema en términos de eficiencia y el impacto en la gestión de la demanda, además de las ventajas ya expresadas como la pérdida de estadísticas de uso de fuentes renovables, que influyen directamente en el denominado “Green Package” (paquete legislativo verde cuyos objetivos son reducir en un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero, otro 20% el uso de energía primaria para una mayor eficiencia, y conseguir que el 20% de la energía consumida provenga de fuentes renovables, todo ello en 2020). Para las comercializadoras, el no hacerlo así supondría una dificultad a la hora de evaluar sus previsiones de compra y venta de energía en el mercado diario, ya que carecerían de una información completa de la demanda y la generación total.

El hecho de exigir solo un contador bidireccional que mida el saldo neto de energía podría considerarse que se contradice a nivel normativo con el Real Decreto 1699/2011, en el que se refleja:

“[...]los circuitos de generación y consumo habrán de ser independientes y estarán dotados cada uno de su correspondiente equipo de medida, instalados ambos en paralelo y en la misma ubicación.”

Más allá de contradicciones legales, lo importante es el sentido de la norma. Y es que si se permite este sistema de medida, resultaría difícil asignar los peajes pertinentes a los usuarios del balance neto, ya que estos diferirán en función de la cantidad total generada y consumida. Un único contador bidireccional aporta información incompleta para una adecuada gestión de la electricidad.

Queda claro que para aplicar el autoconsumo se necesitan unos equipos de medición distintos a los actuales. Dejando a un lado el cambio normativo, esto no supone un reto en cuanto a dificultad tecnológica, ya que existen tales contadores, sino un reto en el plano de la

adecuación de las infraestructuras. Valga como ejemplo la iniciativa de Iberdrola, por la que se cambiarán 10,3 millones de contadores tradicionales por otros denominados “inteligentes” y adaptarán 80.000 centros de transformación por un valor de 2.000 millones de euros y cuya fecha de finalización se estima en 2018. Se trata por tanto de dos barreras a tener en cuenta, el coste económico y el tiempo necesario para preparar las conexiones para el consumo diferido de energía. Una opción a tener en cuenta sería la posibilidad de instalar estos equipos de medida a la vez que la instalación de los equipos de pequeña potencia para autoconsumo de balance neto.

4.2.3 Condiciones de contratación

El borrador destaca que quienes se acojan al balance neto no podrán disponer de ninguna instalación de producción conectada a la misma red interior, tanto de régimen ordinario como especial. Con ello se pretende que la instalación se dimensione para el autoconsumo y que no se pueda compatibilizar este sistema con la venta de energía como modelo de negocio. Para las instalaciones anteriores que quieran acogerse a este sistema, sus contratos deberán ser adaptados con las nuevas condiciones.

Aquellos que apuesten por esta modalidad de autoconsumo y deseen modificar su conexión, tendrán que ponerse en contacto con el gestor de red de distribución de la zona. El procedimiento de acceso y conexión no varía con respecto a la ya existente en el Real Decreto que regula las instalaciones de pequeña potencia.

Para solicitar el alta de una instalación, el propietario debe cumplimentar una serie de datos requeridos y proponer el punto en el que se va a realizar la conexión, la tecnología escogida y si lo desea las características de los componentes que fueran necesarios, elementos de protección, etc. El propietario tiene que depositar el aval correspondiente en la Administración oportuna y solicitar a la distribuidora el derecho de acceso y las condiciones técnicas de la conexión. En un plazo de un mes, la empresa debe notificar su respuesta atendiendo a criterios como el de seguridad y continuidad de suministro. En caso de aceptar, debe detallar su propuesta – tensión de la red en el punto de conexión máxima y mínima, potencia de cortocircuito máxima, etc.-, el propietario de la pequeña instalación tiene tres meses para aceptar las condiciones propuestas por la distribuidora y quince para inscribirla en el “Registro de presasignación de retribución o en el Registro administrativo de instalaciones de producción correspondiente”.

La distribuidora entregará un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico al propietario en un plazo de quince días para redes de baja tensión y un mes para la conexión en alta tensión desde el momento de aceptación del usuario. El coste de la instalación desde el punto frontera hasta el de conexión con la red de distribución recaerá sobre el titular de la instalación, quien tiene derecho a elegir la empresa instaladora. Una vez superadas las pruebas de instalación y la verificación pertinente, se procederá a la conexión. A partir de entonces, el mantenimiento y operación será llevado a cabo por la distribuidora de la zona; en caso de ser varias, la Administración correspondiente determinará cuál es la encargada atendiendo a criterios de mínimo coste. La normativa recoge un procedimiento abreviado para instalaciones de hasta 10kW conectadas a la red de baja tensión, por la que se acortan los plazos y se facilitan los procedimientos como, por ejemplo, a través de medios electrónicos.

A la hora de gestionar los contratos de acceso y suministro, resulta muy significativo cómo se defina la *nueva figura legal* del cliente acogido al autoconsumo por balance neto.

Durante el Proyecto de Decreto Ley se habla de consumidor, aunque no queda muy clara su posición legal. Convendría definir las características de este nuevo sujeto, especificando sus derechos y obligaciones con nitidez.

Si se define como consumidor, no se inscribirían estas instalaciones en los registros destinados a los productores, perdiéndose la contabilidad del número de nuevos equipos y su energía generada. Esto supondría problemas a la hora de manejar la información no solo del número de instalaciones, sino de la energía generada con fuentes renovables. Al no estar inscritos en el régimen ordinario (porque no lo son) ni en el especial (porque no serían considerados productores), los excedentes de energía tampoco tendrían la prioridad que requieren para ser inyectadas en la red.

Si se considerara al nuevo sujeto como productor, sí que se inscribirían en los registros de régimen especial y la energía excedentaria tendría prioridad, pero según la normativa vigente deberían satisfacer los requisitos de la Ley del Sector Eléctrico, lo que conlleva el pago de un peaje de generación que disminuiría su rentabilidad.

La Comisión Nacional de Energía propone la creación de una nueva figura legal, el “productor-consumidor” y modificar la Ley del Sector Eléctrico para su inclusión en la misma. Por tanto, se defina de una manera u otra, se debería especificar claramente en qué consiste la nueva figura, cómo se define, y qué derechos y obligaciones normativas y económicas tiene.

Consideración	Consecuencias
<i>Proyecto de Decreto Ley del Balance Neto</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Su posición legal no queda clara. - Considera al sujeto como consumidor peculiar con derecho a producir y verter energía excedentaria. - Los contratos de acceso y suministro requieren su redefinición, así como el tratamiento de los excedentes de energía.
<i>Solo consumidor</i>	<ul style="list-style-type: none"> - No se inscribirían las instalaciones en los registros destinados a los productores, perdiéndose el control del número de instalaciones. - Pérdida de la contabilidad de la energía generada a través de fuentes renovables, perjudicando los objetivos a nivel europeo. - La energía excedentaria no tendría prioridad de evacuación. - En el caso límite, al no ser considerado generador, no podría verter excedentes a la red.
<i>Solo productor</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Sí se inscribirían las instalaciones en los registros, no perdiéndose así el control del número de instalaciones y energía renovable, y los excedentes tendrían prioridad. - Deberían satisfacer los requisitos de la Ley del Sector Eléctrico para las instalaciones de régimen especial: solicitud de acceso, inscripción en registro y pago de peaje por generación.
<i>Propuesta CNE</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Creación de una figura nueva: “productor-consumidor”. - Sujeto específico con derecho a consumir y producir. - Incluir su descripción en la Ley del Sector Eléctrico. - Añadir artículos en la norma con las definiciones oportunas, especificando sus derechos y obligaciones.

Tabla 9. Consideraciones sobre la figura legal del consumidor en la modalidad de Balance Neto.
Elaboración propia.

En el Real Decreto 1699/2011 se recoge que en los casos en que solo se vaya a vender la energía excedentaria se puede instalar un único equipo de medida registrando generación y consumo de forma independiente, así como la necesidad de tener dos contratos, uno para el consumo y otro para la generación, lo que vuelve a dejar constancia de la necesidad de una redefinición de la figura legal del autoconsumidor y el establecimiento de los derechos y

obligaciones que le correspondan. En el borrador de la nueva ley se separa entre el contrato de acceso entre el titular y la distribuidora, y el de suministro con la comercializadora. Si se regulara la nueva figura tal y como propone la CNE, no sería necesario legislar esa duplicidad.

Este contrato de suministro con la comercializadora tendrá una serie de condiciones mínimas fijadas por el Ministerio de Industria Energía y Turismo, algo que no ocurre con el contrato de acceso con la distribuidora. En este último caso la norma indica que el consumidor y el distribuidor suscribirán un contrato, quedando el comercializador al margen. Una opción interesante sería canalizar ambos contratos en uno a través del comercializador.

Con respecto a la calidad del servicio, las incidencias provocadas por la instalación del consumidor “no serán consideradas a efectos de su propia calidad de servicio individual”. Si provocan perturbaciones en la red, la responsabilidad recae sobre los distribuidores que permiten la entrega de energía a través de sus redes, a no ser que acrediten que la responsabilidad recae sobre terceros; en ese supuesto, la Administración competente sancionará al causante del incidente, tal y como recoge el Real Decreto 1955/2000. Ante las perturbaciones que puedan acaecer, los consumidores deben tomar las medidas oportunas para que estén dentro de los límites establecidos, minimizando los riesgos. Las empresas distribuidoras deben informar de las medidas a adoptar y entre ambos deben coordinarse para proteger tanto las instalaciones del cliente como las de la red general. Todos estos puntos estarán incluidos en el contrato entre el titular y la distribuidora (o la comercializadora y la distribuidora).

4.2.4 Gestión de la energía excedentaria

Los aspectos legislativos analizados anteriormente son de gran importancia, pero no afectan en gran medida a la rentabilidad de esta modalidad. Haciendo un símil matemático, se podría decir que la correcta regulación de todo lo visto hasta ahora supone una “condición necesaria, pero no suficiente”. Una mala regulación del tamaño de la potencia máxima contratada, la claridad de la norma y las condiciones de los contratos de suministro influyen negativamente en el desarrollo de este procedimiento, pero hacerlo de manera correcta no garantiza su éxito. La rentabilidad futura depende en gran medida de las condiciones expresadas en este punto y el siguiente, sin duda los más críticos de la ley.

La normativa española se decanta por la opción del *balance neto puro*, es decir, sin contraprestación económica por la energía generada localmente que se inyecta en la red de distribución. De este modo, se cederá la energía producida en la red interior que no pueda ser consumida instantáneamente por el propio usuario para aprovecharla a través del consumo diferido. Cuando no se consuma toda la generación local del mes correspondiente, se generan excedentes que se convierten en derechos de consumo, siendo esta cesión de energía no retribuida monetariamente.

Cuando hay contraprestación económica por la energía excedentaria, el sistema se conoce como balance neto mixto. Tal y como se ha visto, en el mundo hay ejemplos de ambos casos. En Estados Unidos depende del Estado, mientras que en Japón las distribuidoras están obligadas a comprar el excedente. En Europa, en muchos de los casos vistos se remunera el excedente económicamente: Italia lo hace a través del “Scambio sul posto”, por el que se compensa tanto un término de energía como otro de servicio; Alemania, con un incentivo al autoconsumo y hasta febrero de 2012 premiando el autoconsumo instantáneo mayor del 30%; o Reino Unido, añadiendo un incentivo a la energía exportada. En estos tres casos, además, los

productores se benefician de las tarifas de suministro “Feed-in tariff” para la energía generada localmente. Aunque la tendencia actual va camino de reducir progresivamente estas ayudas a la generación con tecnología renovable, no llegan al caso extremo de España de eliminación (en teoría temporal) de los incentivos a la generación por medio de fuentes renovables.

País/Estado	Tipo	Condiciones
Alemania	Balace neto mixto	FiT + Incentivo autoconsumo + (incentivo autoconsumo instantáneo > 30%)
Italia	Balace neto mixto	FiT + “Scambio sul posto”
Reino Unido	Balace neto mixto	FiT + Tarifa exportación
Dinamarca	Balance neto puro	Tarifa preferente + Eliminación PSO
Japón	Balace neto mixto	Obligación de comprar el excedente durante diez años
California (EE.UU.)	Balace neto mixto	Los acogidos al programa “Net metering energy”
Hawái (EE.UU.)	Balance neto puro	Se puede compensar económicamente si cliente y compañía lo estipulan así.
Arkansas (EE.UU.)	Balance neto puro	-
Colorado (EE.UU.)	Balace neto mixto	-

Tabla 10. Tipo de Balance Neto según países. Elaboración propia.

Por tanto, España apuesta por un sistema parecido al danés, país pionero en la implantación del balance neto en Europa. Sin embargo, un autoconsumidor en Dinamarca se beneficia de una tarifa preferente además de no tener que pagar el “Public Service Obligation”-PSO-, destinado a la ayuda de las energías renovables, como lo hacen el resto de productores. Esto se traduce en que allí actualmente es rentable autoconsumir con este sistema, mientras que en nuestro país, al no existir primas, han de pasar varios años hasta alcanzar esa rentabilidad. Como la energía excedentaria no se retribuirá, ni se subvencionará la generación, los beneficios se compondrán del ahorro de la parte que se autoconsume (de manera instantánea y diferida) y no se compra a la comercializadora, lo cual se produce al alcanzarse el punto en que generar localmente es más barato que comprar la energía, es decir, al llegar a la paridad de red.

Así pues, cuando se necesite más energía de la que se puede generar localmente, el usuario recibirá la electricidad de la red de distribución. En el momento en que esa generación local sea mayor que el consumo del propio emplazamiento, típicamente en las horas centrales del día en el caso de la tecnología solar fotovoltaica, se genera un excedente de energía que es transferido a la red de distribución. Esa energía excedentaria genera unos derechos de consumo diferido. El *plazo de vigencia* de esos excedentes es de un año desde el momento de su generación.

Según el Proyecto de Real Decreto, la fecha inicial de este plazo se produce cuando se genere de manera efectiva, con un registro válido en el equipo de medida, la energía eléctrica en la instalación. Durante este horizonte de compensación, de doce meses, están vigentes los derechos de consumo acumulados, los cuales se compensan hasta una cuantía igual “en el mismo periodo tarifario que el peaje de acceso que le resulte de aplicación a efectos del suministro”. Si ese periodo de vigencia resulta demasiado corto, la rentabilidad de las instalaciones disminuye. En el caso opuesto, un horizonte excesivamente grande puede dar pie a abusos por parte de los titulares de las instalaciones, aprovechándose, por ejemplo, de una situación ventajosa anterior o de un cambio de compañía con la que contratar el sistema de balance neto manteniendo estos derechos de consumo; o el caso de una vivienda temporal o

secundaria, en cuya instalación se genera energía, pero se consume menos que en la residencia habitual.

Para analizar este periodo de vigencia, es bueno compararlo con el de otros países en los que se generan créditos por la energía inyectada a la red. En la amplia mayoría de los Estados Unidos, este plazo es de doce meses, pudiendo elegir en algunos Estados cuándo empezar y viniendo impuesto en otros. En algunos lugares como Brasil, el plazo es mayor, siendo ilimitado en Italia o Dinamarca. Fijando ese plazo de doce meses se pretende que el diseño de la instalación sea tal que al final de ese periodo los excedentes sean mínimos, dando tiempo suficiente a que se compensen las diferencias entre generación y consumo.

País/Estado	Plazo de vigencia
Italia	Ilimitado.
Dinamarca	Se pueden consumir en el momento en que se necesiten.
California (EE.UU.)	12 meses.
Hawái (EE.UU.)	12 meses.
Pensilvania (EE.UU.)	12 meses (1 junio - 31 mayo para conciliar este sistema con otros más amplios que atañen a las energías renovables).
Brasil	36 meses.
Canadá	12 meses.

Tabla 11. Vigencia de los derechos de consumo diferido por países. Elaboración propia.

Tal y como está redactada la norma en el borrador de ley, la cancelación de los excedentes se produce a los doce meses desde el momento en que se generan. Pese a que el plazo de vigencia es igual al caso de muchos Estados en los Estados Unidos de América, en España se llevaría a cabo de manera distinta. En la mayoría de los Estados americanos en los que balance neto está regulado, al final de ese periodo de facturación se pone a cero el valor de los derechos de consumo. En los casos en los que se retribuye la energía excedentaria tiene sentido esta fórmula, pero en aquellos en los que el excedente no se remunera, la norma hace que esta modalidad pierda parte de su sentido. En los meses finales del año contable el usuario intentará consumir todos los derechos acumulados, persiguiendo el objetivo de no tener excedentes al final de ese periodo, ya que de otra manera los perdería. Poniéndose en el caso de un usuario de Arkansas, si a falta de tres meses del final del plazo de vigencia tiene derecho a “x” kWh de consumo diferido, tratará de consumir aquello que genere esos tres meses más esa cantidad “x”, buscando acabar su ciclo con excedente nulo. Con esta manera de proceder, se pierden muchas de las ventajas del balance neto en la parte final del ciclo anual.

Se va a proceder a analizar qué ocurriría en nuestro país si se aplicara este modelo en un caso concreto de una vivienda unifamiliar en el centro de la península con una potencia contratada de 9,2kW y un consumo anual medio de en torno a 12.000kWh en el que la mayor parte del consumo proviene de la carga de la calefacción eléctrica. Este consumo se realiza durante la noche al estar acogido a discriminación horaria, pero se considera que ante el cambio de modalidad la mayor parte del mismo pasaría a realizarse durante las horas centrales del día, para aprovechar el autoconsumo. Se utilizan datos reales de consumo desde abril de 2011 hasta mayo de 2012. En el caso de la generación, se considera una instalación fotovoltaica de 7,6kW fija, cuya potencia multiplicada por 1.632 horas de sol anuales correspondientes a la zona IV, daría aproximadamente 12.320kWh/año. Como hipótesis, se ha tenido en cuenta que la generación fotovoltaica es mayor en la época estival que en los meses de invierno al ser mayor la irradiación y las horas de sol, asemejando la evolución de los datos a lo largo de los meses del año a un caso factible. La potencia de la instalación fotovoltaica

estaría dimensionada para tratar de cubrir lo más ajustadamente posible el consumo eléctrico de esta vivienda.

Aleatoriamente, se ha considerado el plazo de vigencia del 1 de abril de 2013 al 31 de marzo de 2014. El 1 de abril de 2014 se pondría la cuenta de los excedentes de nuevo a cero. Esta elección favorece al autoconsumo por balance neto, ya que el ciclo de facturación comienza en los meses donde se genera más de lo que se consume, lo que permite obtener derechos de consumo para los meses siguientes. Si comenzara en un mes de invierno, muy posiblemente el saldo entre energía producida y consumida en esos primeros meses sería negativo. En ese caso, al no ser suficiente toda la energía generada ni haber disponibilidad de derechos de consumo anteriores, habría que abonar la diferencia a la comercializadora, reduciéndose así la rentabilidad de este sistema. Para simplificar los cálculos, se considera un solo periodo tarifario, con un porcentaje de autoconsumo instantáneo del 60% en los meses de verano (junio, julio y agosto), 40% en los de invierno (diciembre, enero y febrero) y 50% en el resto, debido al mayor grado de acoplamiento entre la curva de generación y consumo en el periodo veraniego.

	Energía FV gener. (kWh)	Demanda de energía (kWh)	Energía autoconsumida instantánea (kWh)	Generación FV de autoconsumo no instantáneo (kWh)	Demanda cubierta sin autoconsumo instantáneo (kWh)	Derechos de consumo acumulado (kWh)
Abr	1123	378	189	934	189	745
Ma	1400	460	230	1170	230	1685
Jun	1554	355	213	1341	142	2884
Jul	1765	740	444	1321	296	3909
Ago	1514	405	243	1271	162	5018
Sep	1002	852	426	576	426	5168
Oct	954	1188	477	477	711	4934
Nov	654	1725	327	327	1398	3863
Dic	500	2341	200	300	2141	2022
Ene	510	x	0,4*min(510,x) (A) 204	510-0,4*min(510,x) (D) 306	x-0,4*min(510,x) (G) x-204	2022+D-G (J) 2532-x
Feb	630	y	0,4*min(630,y) (B) 252	630-0,4*min(630,y) (E) 378	y-0,4*min(630,y) (H) y-252	J+E-H (K) 3162-x-y
Mar	714	z	0,5*min(714,z) (C) 339	714-0,5*min(714,z) (F) 375	z-0,5*min(714,z) (I) z-339	K+F-I (L) 3876-x-y-z
TOT	12320	8444+x+y+z	2749+A+B+C 3544	7717+D+E+F 8776	5695+G+H+I 4900+x+y+z	L 3876-x-y-z

Tabla 12. Estudio del plazo de vigencia sin remuneración de excedentes. Elaboración propia.

Si se analiza la tabla 12 se aprecia que en el primer mes la demanda del usuario sería de 378kWh. Como la generación local sería de 1123kWh y el acoplamiento alcanzaría el 50%, por hipótesis, el dato de autoconsumo instantáneo para abril ascendería a 189kWh. El resto de la demanda se completaría con la energía diferida de la instalación fotovoltaica de ese mismo mes, al ser el primer periodo del ciclo de facturación y no haber derechos de consumo

anteriores. Además, como la generación de la instalación fotovoltaica superaría el consumo mensual de la vivienda se podría cubrir totalmente con electricidad local, restando aún 745kWh de excedente que se transformarían en derechos de consumo diferido para meses sucesivos. Así, en mayo los 230kWh de demanda de energía que no se consumieran instantáneamente con la producción local se cubrirían con la energía local diferida.

Mes a mes se realizaría el balance y se actualizaría la cifra de los derechos de consumo acumulados. Con fecha 1 de enero, faltarían tres meses para la finalización del plazo de vigencia de los excedentes. En ese momento, el usuario tendría acumulados 2022kWh, los cuales intentaría utilizar en ese plazo de tiempo. En los siguientes tres meses, se recogen en la tabla las fórmulas a aplicar para obtener el autoconsumo acumulado total al final del periodo fuera cual fuera el consumo en enero, febrero y marzo. Si el cliente tuviera acceso a datos de años anteriores sería conocedor de estos valores y de la cifra de generación aproximada anual de su instalación, 12320kWh en este ejemplo. En sus cálculos (en rosa), intentaría hacer cero los excedentes, lo que equivale según la tabla realizada a igualar:

$$3876 - x - y - z = 0$$

donde “x”, “y”, “z” son los consumos mensuales de enero, febrero y marzo respectivamente, y 3876 los kilovatios hora acumulados en derechos de consumo hasta ese momento. Es decir, el cliente de balance neto podría consumir hasta esa cantidad en los tres meses finales con tales niveles de generación local y autoconsumo instantáneo para conseguir un excedente nulo al final del ciclo de doce meses. En los cálculos se ha considerado el hecho de que en cada uno de los meses la demanda fuera mayor al valor de la generación en ese periodo, algo muy probable en los meses invernales.

De este modo, suponiendo que no fuera necesario adquirir electricidad extra en ningún mes, cubriéndose así la demanda completamente con los consumos diferidos, el balance anual (kWh) entre la generación y consumo -más pérdidas- en este caso sería:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Energía generada fotovoltaica} & & & \text{Energía consumida por el consumidor} & & & \\ \hline 12320 & + & 0 & = & 8444 + x + y + z & + & 0 \\ \hline & \text{Energía generada red de distribución} & & & & \text{Energía excedentaria sobrante} & \end{array}$$

Si se consiguiera, en una situación ideal, ajustar esos valores a los deseados ($x+y+z=3876\text{kWh}$), toda la demanda se cubriría a través del autoconsumo, ya fuera instantáneo o diferido. Reescribiendo el término del consumo en función del autoconsumo instantáneo y diferido, el balance de energía (kWh), quedaría compuesto de la siguiente manera:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Energía generada fotovoltaica} & & \text{Energía autoconsumida instantánea} & & \text{Energía comprada a la comercializadora} & & \\ \hline 12320 & + & 0 & = & 3544 & + & 8776 & + & 0 & + & 0 \\ \hline & \text{Energía generada red de distribución} & & & \text{Energía autoconsumida diferida} & & \text{Energía excedentaria sobrante} & & & & \end{array}$$

Si el valor de derechos de consumo acumulado fuera muy alto y la ley y los contratos con la distribuidora y comercializadora lo permitieran, el cliente podría darse de baja del servicio de balance neto, ahorrándose la cuota de esta modalidad o desenchufar su instalación en los meses finales. En el ejemplo estudiado, los 2022kWh acumulados quizás no fueran

suficientes para cubrir la demanda de una vivienda media en España en los meses de invierno. Además, esta posibilidad parece difícil legalmente, pero sirve para ilustrar las limitaciones de este modelo de gestión de la energía excedentaria. Algo que sí parece más factible es que, sabedor de que si no consumiera esa energía la perdería, el cliente aumentase su nivel de consumo en esos meses sin preocuparse por el ahorro energético. Esto va en contra de una de las máximas de este esquema, la búsqueda de la eficiencia.

Aunque el usuario fuera conocedor de esta información, es difícil llevar el control del consumo hasta ese punto; además, la generación fotovoltaica tiene asociada una incertidumbre. Tanto en ese caso, como en el que el titular no poseyera estos datos hasta una vez realizada la contabilidad final, es necesario definir qué se hace con esa energía, cómo debería ser tratada y qué usos podría darle la compañía eléctrica. Puede parecer que ese excedente que pasa a ser propiedad de las eléctricas no es significativo, pero en el momento en que el balance neto fuera una práctica generalizada, la suma de esas pequeñas cantidades podría traducirse en una cifra de magnitud destacable.

Se ha comentado anteriormente que según el mes en que se empiece este ciclo, la rentabilidad del sistema varía. Con el mismo ejemplo anterior, se va a ilustrar cómo ocurre este hecho. Para ello, se va a suponer que los consumos de diciembre, enero y febrero son 1876, 1322 y 678 kWh respectivamente, que sumados a los datos anteriores de los otros 9 meses supondrían un total de 12.330 kWh, valor cercano al consumo medio de esta vivienda. Manteniendo el resto de hipótesis, se considera que el periodo de facturación comienza el 1 de octubre, siendo las incógnitas ahora la demanda en julio, agosto y septiembre. Se asume que la demanda de cada mes no varía, independientemente del año.

	Energía FV generada (kWh)	Energía consumida (kWh)	Energía autocon. (kWh)	Generación FV autoconsumo no instantáneo (kWh)	Demanda cubierta sin autoconsumo instantáneo (kWh)	Derechos de consumo acumulados (kWh)	Energía comprada (kWh)
Oct	954	1188	477	477	711	0	234
Nov	654	1725	327	327	1398	0	1071
Dic	500	2341	200	300	2141	0	1841
Ene	510	1876	204	306	1672	0	1366
Feb	630	1322	252	378	1070	0	692
Mar	714	678	339	375	339	36	0
Abr	1123	378	189	934	189	781	0
Ma	1400	460	230	1170	230	1721	0
Jun	1554	355	213	1341	142	2920	0
Jul	1765	740 X	444 1059	1321 706	296 x-1059	3945 4685-x	0
Ago	1514	405 Y	243 908,4	1271 605,6	162 y-908,4	5054 6199-x-y	0
Sep	1002	852 Z	426 501	576 501	426 z-501	5204 7201-x-y-z	0
TOT	12320	12320 10323+x+y+z	3544 4899,4	8776 7420,6	8776 x+y+z+5423,6	5204 7201-x-y-z	5204

Tabla 13. Estudio del plazo de vigencia sin remuneración de excedentes en función del mes de inicio.
Elaboración propia.

Como se puede ver en la tabla 13, con los mismos datos los resultados serían completamente distintos. En noviembre, por ejemplo, de los 1725kWh demandados, con el acoplamiento del 50% entre generación local y demanda, se autoconsumirían 327kWh. Como no habría derechos de consumo diferido, el resto de energía generada localmente ese mes se aprovecharía para cubrir la demanda. Aún así, se necesitarían 1071kW más, que habría que comprar a la comercializadora por los procedimientos tradicionales a una tarifa previamente definida. En total, a lo largo del año se tendrían que comprar 5204kW, lo que contrasta con la ausencia de este tipo de suministro en el ejemplo anterior, con inicio en abril.

A falta de tres meses para la finalización de este periodo, los derechos de consumo acumulado serían de 2929kWh. Los datos en verde se corresponden con la estimación de consumo prevista para alcanzar la media mensual (los mismos que en la tabla 12). Si se cumplieran esas previsiones, los derechos de consumo que se perderían serían de 5204kWh, ya que en este caso los últimos meses del ciclo se corresponden con los meses veraniegos, donde la generación de la instalación fotovoltaica es mayor, y la demanda de electricidad no alcanza los valores invernales. Para que el usuario no perdiera esa electricidad, al hacer los cálculos, en naranja, se obtiene que la suma del consumo en esos tres meses (se ha supuesto que en todos ellos por separado la demanda superaría a la generación local sin rebasar la cifra de derechos acumulados) debería ser de 7201kWh, más de tres veces y medio el valor de demanda en condiciones normales (1997kWh).

Con este periodo de facturación, manteniendo los consumos habituales, la pérdida de rentabilidad vendría dada por la energía que habría que comprar a la comercializadora, al no tener derechos de consumo acumulados en los primeros meses de invierno, y por el excedente de los meses finales de verano que no se podría compensar. Comparado con el balance del caso anterior, el cambio de fechas en la facturación conduce al menor uso de los derechos de consumo diferido y a la aparición del término de consumo tradicional. Cabe mencionar que los aquí tratados son casos extremos para un periodo tarifario concreto, ya que interesa conocer cómo se comportaría la norma ante toda la casuística posible.

$$\begin{array}{ccccccc}
 \text{Energía generada fotovoltaica} & & \text{Energía autoconsumida instantánea} & & \text{Energía comprada a la comercializadora} & & \\
 12320 & + & 5204 & = & 3544 & + & 3572 & + & 5204 & + & 5204 \\
 \text{Energía generada red de distribución} & & \text{Energía autoconsumida diferida} & & & & \text{Energía excedentaria sobrante} & & & &
 \end{array}$$

Si el usuario de balance neto aumentara su consumo durante el verano los 5204kWh antes calculados, conseguiría eliminar el excedente que no podría compensar en el futuro, pero la cantidad a comprar a la comercializadora sería la misma. El cambio en los valores del autoconsumo sería notable al aumentar la demanda en tanta proporción y en la época estival, la más propicia para un rendimiento alto de la instalación fotovoltaica.

$$\begin{array}{ccccccc}
 \text{Energía generada fotovoltaica} & & \text{Energía autoconsumida instantánea} & & \text{Energía comprada a la comercializadora} & & \\
 12320 & + & 5204 & = & 4899,4 & + & 7420,6 & + & 5204 & + & 0 \\
 \text{Energía generada red de distribución} & & \text{Energía autoconsumida diferida} & & & & \text{Energía excedentaria sobrante} & & & &
 \end{array}$$

De la lectura del Proyecto de Decreto Ley se desprende que en España el periodo de vigencia será de un año móvil, ya que los doce meses se aplican desde la fecha de la generación. Es decir, si un consumidor genera un excedente en enero de 2013, tiene hasta enero de 2014 para aprovecharlo. Lo mismo ocurriría para el mes de febrero, actualizándose mes a mes estos periodos de facturación. Dicho de otro modo, en marzo de 2014 un usuario puede beneficiarse de los derechos de consumo acumulados a partir del mismo mes de 2013.

Si se compara este sistema frente al anterior, se elimina el principal problema del mismo, ya que el cliente no tratará de conseguir un excedente nulo al final del ciclo de doce meses, puesto que este plazo se va actualizando mes a mes. Además, como según en qué momento empezara este ciclo el aprovechamiento del sistema sería mayor o menor, este sistema se ahorra abordar esa cuestión en profundidad. Con el método anterior, el problema de no tener suficientes derechos de consumo para completar la demanda con energía generada localmente surge en los primeros meses de todos los periodos de facturación, mientras que en el sistema español ocurriría únicamente nada más contratar este sistema. Por el contrario, la gestión administrativa es mucho más compleja. Al ir cambiando mes a mes las fechas en las que el excedente es válido, se deben actualizar estos datos, lo cual aumenta la complejidad y dificultad del proceso de contabilidad. A esto hay que añadir que cada periodo de facturación lleva asociado un cálculo particular.

Si el plazo de vigencia fuera demasiado pequeño, aunque el periodo fuera móvil, se seguiría perdiendo rentabilidad. Póngase por caso un periodo de facturación de tres meses desde se generan los derechos de consumo; aquellos generados durante el verano caducarían antes de la llegada del invierno, cuando resultarían realmente útiles. En el caso opuesto de que el ciclo sea muy largo, es equivalente a la ausencia de un periodo límite; por ejemplo, en el caso de que el consumo generado en enero de 2014 tenga vigencia hasta enero de 2019, los abusos que se podrían cometer serían prácticamente los mismos.

Con un ejemplo se puede comprender la utilidad de restringir temporalmente los derechos de consumo de la forma en que se prevé hacer. Si el dato de energía excedentaria de un mes, por ejemplo mayo de 2013, fuera extraordinariamente alto por los motivos que fueran -véase un descenso drástico puntual en el consumo, una generación local muy alta permitida previa a un cambio normativo, una negligencia en la limitación de potencia o inclusive un intento de fraude-, este excedente se podría consumir en el futuro. Si no existiese límite temporal, este derecho serviría hasta su fin; mientras que si el plazo vigente es de un año, el límite para aprovecharlo acabaría en enero de 2014.

Valga como ejemplo un caso para comparar ambas metodologías. Las columnas de la izquierda de la siguiente tabla, en gris claro, representan el caso inicial, en el que desde mayo de 2013 a abril de 2014 se consumirían 75kWh más que los que genera la instalación local, guardando una consonancia entre las diferencias existentes según los meses del año. En el segundo ciclo de doce meses se han repetido los mismos patrones de consumo y generación, con el fin de ilustrar más fácilmente la utilidad de esta limitación en plazo. Se considera que en abril de 2013 el excedente es de 50kWh, que unidos a 50kWh anteriores completan los derechos de consumo acumulados en el momento de comenzar nuestro caso de estudio. En marzo de 2014, febrero de 2015 y marzo del mismo año, sería necesario que la comercializadora suministrara energía extra. Tanto si los derechos se pierden un año después de ser generados, como si no lo hacen, los excedentes en este caso no caducarían para los datos elegidos.

Se va a analizar qué ocurriría en caso de que en mayo de 2013 el excedente generado fuera extremadamente alto, más de diez veces mayor que en el caso inicial. Esto podría

producirse cuando en generación local y consumo fueran muy elevados, y en un determinado momento el consumo se redujera casi al mínimo, generando un excedente muy grande. El sistema de gestión de la energía excedentaria afectaría a los valores de ciclos sucesivos.

	Caso inicial		Sin plazo de vigencia		Plazo de vigencia: 12 meses móviles		
Mes	Excedente generado (kWh)	Derechos de consumo acumulado (kWh)	Excedente generado (kWh)	Derechos de consumo acumulado (kWh)	Excedente generado (kWh)	Derechos de consumo acumulado (kWh)	Derechos caducados (kWh)
abr-13	50	100	50	100	50	100	
may-13	75	175	800	900	800	900	
jun-13	100	275	100	1000	100	1000	
...
abr-14	75	75	75	750	75	750	
may-14	75	150	75	825	75	825	250
jun-14	100	250	100	925	100	675	100
jul-14	200	450	200	1125	200	775	200
ago-14	100	550	100	1225	100	675	100
sep-14	25	575	25	1250	25	600	25
oct-14	-25	550	-25	1225	-25	550	
..
ene-15	-200	125	-200	800	-200	125	
feb-15	-150	0*	-150	650	-150	0*	
mar-15	-50	0*	-50	600	-50	0*	
abr-15	75	75	75	675	75	75	

Tabla 14. Ejemplo con y sin plazo de vigencia de excedentes. Elaboración propia.

En el caso en que el plazo de vigencia fuera ilimitado, la alta cifra de excedentes se arrastraría durante los meses sucesivos del primer y segundo año. Con un plazo de caducidad de doce meses desde el momento de su generación, el sistema arrastraría esta descompensación hasta que tales derechos caducaran, un año después. Desde junio de 2013 hasta mayo de 2014, ambos inclusive, se generarían 575kWh nuevos derechos de consumo y se necesitarían consumir 650kWh. Los excedentes previos a la cifra extraordinariamente alta de generación en mayo de 2013 (100kWh) se consumirían entre octubre y noviembre de ese mismo año, luego no caducarían. De los 800kWh excedentarios del mes anómalo, 550kWh se consumirían entre diciembre de 2013 y marzo de 2014, quedando 250kWh restantes de ese mes más todos los que se habrían generado durante los meses de 2013 en los que la generación local superase el consumo en tal periodo tarifario. Eso nos conduciría al valor de energía acumulada de mayo de 2014, momento en que comienzan las diferencias entre las dos maneras de proceder.

A finales de ese mismo mes, con el modelo español, los excedentes no utilizados de procedencia previa a un periodo de doce meses caducarían. En el ejemplo, esto equivale a decir que los 250kWh no utilizados, se perderían. Como en junio de 2014 se generarían 100 kWh adicionales, el nuevo valor tendría en cuenta ambas cifras. En los meses sucesivos, irían caducando los derechos no utilizados. Se puede ver cómo en octubre de 2014 los datos convergerían al caso inicial. La diferencia se aprecia especialmente en febrero y marzo de 2015; con la limitación temporal elegida en el borrador de la ley de balance neto, el usuario en cuestión necesitaría adquirir energía extra de la red de distribución, mientras que si no existiera límite temporal y con esos patrones de consumo, pasarían aproximadamente ocho

años hasta que el sistema volviera a los valores iniciales. La tabla completa se encuentra en el ANEJO VI, al final del presente proyecto.

Tanto en este ejemplo como en los anteriores, este cálculo es válido para un solo periodo de facturación. Si solo existiera uno, equivaldría a compensar kWh a kWh en cualquier momento del día. Si hay *discriminación horaria*, y por tanto varios periodos, la normativa establece que la contabilidad de los mismos se realice por separado. Esta discriminación horaria consiste en que la energía eléctrica tiene distinto coste según el periodo horario en que sea consumida, con el fin de aplanar la curva de carga diaria. Las franjas horarias varían en función de la tarifa de acceso correspondiente. Tanto la aplicación de la discriminación horaria como las tarifas de acceso existentes en nuestro país se desarrollan en mayor medida en el propio ANEJO VI.

La siguiente tabla señala las tarifas de acceso a las que los usuarios se pueden acoger, cuyas condiciones en términos de discriminación horaria -DH- se describen a continuación:

Tarifas de baja tensión ($U \leq 1$ kV)	Tarifas de alta tensión ($U > 1$ kV)
Tarifa 2.0 A: tarifa simple (Potencia contratada ≤ 15 kW)	Tarifa 3.1 A: Tarifa específica ($1 \leq U \leq 36$ kV, potencia contratada ≤ 450 kW)
Tarifa 3.0 A: tarifa general	Tarifas 6: Tarifas generales para alta tensión

Tabla 15. Tarifas de acceso existentes. Elaboración propia.

En el Real Decreto 1164/2001 se definen los distintos periodos horarios aplicables a cada modalidad de acceso que existen en la actualidad. Para las tarifas domésticas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 se diferencia entre el consumo en horas punta, de diez horas al día, y valle, de catorce; en este último horario resulta más barato consumir electricidad.

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
12-22	0-12 22-24	13-23	0-13 23-24

Tabla 16. Horas punta y valle a lo largo del día. Fuente: RD 1164/2001.

Desde enero de 2009 aquellos usuarios que tengan la tarifa 3.0.2 para baja tensión se pueden acoger a una modalidad de tres periodos; al igual que aquellos con una tarifa 3.1A de alta tensión. Además de las horas punta y valle, de cuatro y ocho horas respectivamente, se añade una tercera franja: las horas llano, de 12 horas de duración. Se aplica una distinción entre el horario de invierno y verano, al igual que en el caso anterior, pero se añade una diferenciación por zonas: Península -zona uno-, Baleares -zona dos-, Canarias -zona 3- y Ceuta y Melilla -zona cuatro-.

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
2	18-22	8-18 22-24	0-8	18-22	8-18 22-24	0-8
3	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
4	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9	11-15	9-11 15-24 0-1	1-9

Tabla 17. Horas punta, llano y valle a lo largo del día. Fuente: RD 1164/2001.

Una de las consecuencias que tendría el balance neto sería un cambio del patrón de consumo. La discriminación horaria pretende que todo el consumo que se pueda diferir sea

llevado al periodo nocturno, las horas valle, para aplanar la curva de la demanda eléctrica. Este es el caso de muchas viviendas con calefacción eléctrica, cuyos aparatos son cargados durante las horas más rentables, las nocturnas. Con el nuevo modelo, el usuario podría realizar ese grueso del consumo en las horas centrales del día para aprovechar la energía generada localmente de manera instantánea.

Esa decisión radicaría en gran medida en los periodos tarifarios establecidos, ya que la compensación se realiza para cada uno de ellos por separado. Si el día entero se considerara un periodo, daría igual en qué momento se produjera el consumo, ya que se podría utilizar la electricidad diferida indistintamente. De esta forma no se incentivaría el autoconsumo instantáneo. Si se mantuvieran los periodos actuales, el cliente de balance neto debería conjugar el menor precio durante los periodos nocturnos de la electricidad suministrada por la comercializadora con la generación local de la instalación fotovoltaica durante el día. En aquel o aquellos periodos más alejados de las horas de sol, la electricidad adquirida a través de los procedimientos actuales seguiría teniendo gran importancia, ya que la generación local sería escasa o nula habiendo, por tanto, poco autoconsumo instantáneo o diferido. La compañía eléctrica “Endesa”, por ejemplo, propone una discriminación horaria de al menos tres periodos para los usuarios del balance neto.

A la hora de llevar a cabo la facturación, las medidas de energía producida y consumida se toman mensualmente; si el cliente acogido al balance neto consumiera más energía en un periodo determinado que la suma de la electricidad generada localmente y los derechos de consumo anteriores en esa misma franja horaria, abonaría a la comercializadora esa diferencia. En cambio, si la generación superase al consumo, ese exceso se compensaría descontándose en las siguientes facturas. Cada vez que se requiriera utilizar esta energía excedentaria, solo podría hacerse si esta hubiera sido generada con una antelación máxima de doce meses, tal y como se ha reflejado previamente. Si el excedente acumulado fuera anterior, el usuario lo perdería.

A continuación se va a proceder a analizar todos los posibles escenarios que se pueden dar en cada factura mensual. Para ello, es necesario definir las variables importantes a la hora de realizar este balance, todas ellas expresadas en kWh/mes. Cabe recordar que cada periodo de facturación se analiza por separado, pudiendo darse simultáneamente una situación distinta en las horas valle y en las punta, por ejemplo.

A	Energía generada localmente a través de la instalación fotovoltaica.
B	Energía consumida.
C	Energía autoconsumida de forma instantánea.
D	Energía generada localmente que no es autoconsumida de forma instantánea.
E	Demanda cubierta con energía no autoconsumida de forma instantánea.
F	Derechos de consumo generados.
G	Derechos de consumo utilizados.
H	Derechos de energía que caducan.
I	Derechos de energía acumulados antes de comenzar el mes.
J	Derechos de energía acumulados al finalizar el mes.
K	Energía comprada a la comercializadora por los cauces tradicionales.

Tabla 18. Variables que intervienen en el balance neto. Elaboración propia.

En el periodo que albergase las horas centrales del día, especialmente en los meses de mayor irradiación y menor consumo, podría suceder que la energía generada localmente fuera mayor que el consumo de energía ($A > B$). Esa generación se descompondría en dos términos, el de autoconsumo instantáneo y el resto ($A = C + D$). Este último término, a su vez, se utilizaría

para cubrir la demanda restante, y además se generaría un excedente que se convertiría en derechos de consumo para los siguientes meses ($D = E + F$). Por tanto, la energía generada en la instalación fotovoltaica se utilizaría para cubrir la demanda con autoconsumo instantáneo y diferido, y sobraría un excedente. ($A = C + E + F$). El consumo mensual sería así cubierto totalmente con autoconsumo, instantáneo o diferido, siendo mayor un término u otro en función del acoplamiento de las curvas de generación y demanda. ($B = C + E$). No se utilizarían derechos de consumo acumulados ($G = 0$) ni sería necesario comprar energía adicional a la comercializadora ($K = 0$). El nuevo valor de los derechos de consumo diferido acumulados solo tendría en cuenta los generados en tal mes y aquellos cuyo plazo de vigencia superase en ese momento los doce meses, si los hubiera ($J = I + F - H$).

En el caso límite en que generación local y consumo fueran iguales ($A = B$) no se generarían ni se consumirían excedentes ($F = G = 0$) ni se requeriría electricidad adicional ($K = 0$). Tanto generación como consumo tendrían una parte de autoconsumo instantáneo y otra diferido ($A = B = C + E$). El valor de derechos de consumo acumulado actualizado se vería afectado únicamente por la energía excedentaria que caducara en ese momento ($J = I - H$).

Si la generación local mensual fuera menor que el consumo eléctrico en ese periodo, se abrirían dos posibilidades: que los excedentes pasados fueran mayor que la demanda no cubierta con la producción fotovoltaica o que sucediera lo contrario. En ambos casos, la generación local se distribuiría entre el autoconsumo instantáneo y diferido ($A = C + D$), pero no sería suficiente para cubrir toda la demanda. No quedaría, por tanto, ningún derecho generado en ese periodo sin utilizar ($F = 0$). Este comportamiento es más propio de un hipotético periodo alejado de las horas de mayor generación local y más propicio en los meses de invierno, en los que la generación local es menor y el consumo más alto.

Cuando los excedentes pasados, teniendo en cuenta los que caducaran, fueran suficientes para cubrir el resto de la demanda eléctrica requerida ($A + I \geq B$), este consumo se descompondría en la electricidad local autoconsumida de forma instantánea y diferida y el porcentaje de esos derechos acumulados ($B = C + E + \% \cdot I$). Es decir, todo el consumo diferido se cubriría con la generación local, tanto de ese mes como de anteriores, sin ser necesaria la compra de electricidad por los cauces actuales ($K = 0$). La cifra de los derechos de consumo se vería afectada en este caso por aquellos cuya vigencia habría expirado y los que fueran necesario utilizar ($J = I - H - \% \cdot I$).

En el caso opuesto en que aún usando todos los derechos pasados no se cubriera toda la demanda ($A + I < B$), se necesitaría adquirir electricidad de la red de suministro ($K = B - A - I$). El consumo, en este supuesto, se nutriría de la generación local para el autoconsumo instantáneo y diferido, los excedentes pasados que cumplan la norma del plazo de vigencia y la electricidad comprada a la comercializadora ($B = A + I + K = C + D + I + K$). El nuevo valor de los derechos de consumo acumulados sería nulo ($J = 0$).

En la siguiente tabla se resume lo anteriormente comentado en función de las variables antes definidas:

Condición	Generación local	Consumo	Excedente acumulado	Electricidad extra necesaria
$A > B$	$A = C + D = C + E + F$	$B = C + E$	$J = I + F - H$	$K = 0$
$A = B$	$A = C + E$	$B = C + E$	$J = I - H$	$K = 0$
$(A < B) \text{ \& } (A + I \geq B)$	$A = C + D$	$B = C + E + \% \cdot I$	$J = I - H - \% \cdot I$	$K = 0$
$(A < B) \text{ \& } (A + I < B)$	$A = C + D$	$B = A + I + K = C + D + I + K$	$J = 0$	$K = B - A - I$

Tabla 19. Fórmulas en función del consumo y la generación local. Elaboración propia

El borrador de la ley propone una contabilidad individual de los derechos de consumo diferido y de la energía consumida, en kWh, llevada a cabo por las comercializadoras de los consumidores acogidos al balance neto. Para cada periodo de facturación, que estará en función del peaje de acceso, quedarán recogidos los derechos generados en cada momento, así como los utilizados y los restantes. Para ilustrar lo anteriormente comentado, el Ministerio de Industria Energía y Turismo pone a disposición el siguiente documento:

Periodo 1 de facturación		(según peaje de acceso)		
Periodo	Fecha de generación del derecho.	Derechos generados (kWh)	Derechos no utilizados (kWh)	Derechos utilizados (kWh)
Mes 1				
Mes 2				
...				
Mes 12				
Periodo 2 de facturación		(según peaje de acceso)		
Periodo	Fecha de generación del derecho.	Derechos generados (kWh)	Derechos no utilizados (kWh)	Derechos utilizados (kWh)
Mes 1				
Mes 2				
...				
Mes 12				
Periodo 3 de facturación		(según peaje de acceso)		
Periodo	Fecha de generación del derecho.	Derechos generados (kWh)	Derechos no utilizados (kWh)	Derechos utilizados (kWh)
Mes 1				
Mes 2				
...				
Mes 12				

Figura 51. Contabilidad de los derechos de consumo diferido. Fuente: Proyecto de Real Decreto del Balance Neto

Tal y como expresa el borrador, la facturación sería mensual en base a lecturas reales, coincidiendo el periodo de compensación de excedentes de la instalación local con el de facturación del suministro. Se deberá recoger en la factura la información referente a esta compensación del consumo diferido, así como la energía generada y consumida.

El consumidor tiene derecho a cambiar de empresa comercializadora en las mismas condiciones que hasta ahora. En ese caso, los derechos de consumo diferido son transferidos de una compañía a otra, debiendo traspasar la primera toda la información contable necesaria a la segunda. La nueva empresa comercializadora asumiría así esos derechos de consumo en los términos acordados con el cliente, respetando las condiciones mínimas de la normativa.

El informe realizado por la Comisión Nacional de Energía, con respecto a la gestión de la energía excedentaria, defiende que no debería basarse únicamente en intercambios de energía, sino que sería más interesante que se valorase en términos económicos. No se pueden comparar kWh de distintos periodos, pero si todo se traslada a euros sí podrían compensarse todos los excedentes independientemente del periodo en que fueran generados. Utilizando un ejemplo en el que hubiera dos periodos tarifarios:

MES 1	Energía excedentaria (kWh)	Valoración económica (€/kWh)	Excedente en términos económicos (€)
Periodo 1	A	B	AxB
Periodo 2	C	D	CxD
			AxB + CxD

Tabla 20. Ejemplo de valoración de los excedentes por kWh. Elaboración propia.

El valor de los excedentes del mes uno, “A” y “C”, es distinto, por lo que de aplicar la fórmula que propone el Proyecto de Real Decreto se tendrían que compensar “A” kWh en el periodo uno y “C” kWh en el dos. Aunque las cifras de “A” y “C” coincidiesen, su valor real es distinto, ya el precio del kWh difiere según el periodo. Para poder compararlos, la valoración debe realizarse en términos económicos. Así, en el ejemplo anterior se generarían “Ax B + CxD” €.

Si en el siguiente mes fueran necesarios “E” kWh en el periodo uno, se descontarían “Ex B” € de los excedentes; para el periodo dos, se descontarían “FxD” €, siempre que los derechos generados (considerando nulos los acumulados en el pasado) fueran superiores a las necesidades de consumo ((Ax B + CxD) > (Ex B + FxD)). Si sucediera lo contrario, se compensarían los excedentes hasta que se acabaran.

MES 2	Derechos de consumo necesarios (kWh)	Valoración económica (€/kWh)	Derechos de consumo necesarios en términos económicos (€)
Periodo 1	E	B	ExB
Periodo 2	F	D	FxD
			ExB + FxD

Tabla 21. Ejemplo de valoración de los excedentes en términos económicos. Elaboración propia.

Con esta forma de operar, tratarían de forma conjunta todos los excedentes, con una base más económica y eficiente, ya que se trabajaría con datos más agregados. Al compensar derechos generados y consumidos entre sí para cada periodo, podría haber excedentes sobrantes en ambos, sumándose la energía excedentaria perdida en ambos periodos y bajando de esta manera la eficiencia del sistema. Además, cabría la posibilidad de que en un periodo se generaran muchos derechos de consumo y en otro se necesitaran en gran medida. Con el sistema propuesto en la ley, en una franja se podrían llegar a caducar derechos de consumo mientras que en otro periodo se necesitaría comprar energía. Valga la siguiente tabla como ejemplo donde “H” e “I” son mucho mayores que “G” y “J” respectivamente ($H \gg G$, $I \gg J$):

	Derechos de consumo necesarios (kWh)	Derechos de consumo acumulado: inicio de mes (kWh)	Derechos de consumo acumulado: final de mes (kWh)	Energía comprada a la comercializadora (kWh)
Periodo 1	G	H	H-G	0
Periodo 2	I	J	0	I-J

Tabla 22. Ejemplo de descompensación entre periodos en la valoración de los excedentes con valoración en kWh. Elaboración propia.

Este mismo ejemplo, con una valoración económica de los excedentes que permitiese la compensación conjunta los resultados serían distintos, como se puede deducir en la siguiente tabla. “B” y “D” son los precios de la electricidad según el periodo y son datos distintos, pero del mismo orden de magnitud. Los derechos de consumo que se generasen en el primer periodo compensarían total o parcialmente aquellos que se requirieran en el segundo. Si la suma de la valoración económica del consumo en ambos periodos de forma conjunta fuera menor que los derechos acumulados previamente en términos monetarios, quedarían derechos de consumo acumulado para el siguiente mes y no sería necesario comprar electricidad a la distribuidora. Si sucediera lo contrario, este valor se pondría a cero y se necesitaría comprar electricidad para cubrir la diferencia existente. En ambos casos, el ahorro consistiría en la energía que no sería necesaria comprar y en los derechos que no caducarían si se diera el caso.

	Derechos de consumo necesarios (kWh)	Valoración económica (€/kWh)	Derechos de consumo acumulado: inicio de mes (kWh)	Derechos de consumo acumulado: final de mes (€)	Energía comprada a la comercializadora (€)
Periodo 1	G	B	$H \times B + J \times D$	$\text{Máx}((H \times B + J \times D) - (G \times B + I \times D), 0)$	$\text{Máx}((G \times B + I \times D) - (H \times B + J \times D), 0)$
Periodo 2	I	D			

Tabla 23 Ejemplo de descompensación entre periodos en la valoración de los excedentes con valoración en términos económicos. Elaboración propia.

Este ejemplo, además de dejar constancia de los beneficios de trabajar con términos agregados gracias a la valoración económica de los excedentes, muestra la importancia de la definición de los periodos tarifarios. Con el modelo de valoración económica de los excedentes, los precios de la electricidad en cada franja (“B” y “D” en los cálculos anteriores) afectarían en gran medida a la rentabilidad. En el caso de la propuesta del borrador de ley del balance neto, lo serían esos valores y la elección de los horarios de cada periodo, ya que únicamente se compensarían entre sí.

La CNE va más allá, ya que considera que la valoración de esos términos económicos de la energía, tanto excedentaria como la neta consumida, debería ser libremente pactada entre el consumidor y el comercializador. Este ente regulador español señala que así, sería innecesario definir el concepto de derechos de consumo diferido. Sin embargo, tal y como se ha analizado, la valoración económica de los excedentes conlleva una serie de ventajas si se combina con la generación de derechos de consumo diferido y con un plazo de vigencia como el que se propone.

Un ejemplo muy ilustrativo es cómo se gestionan los créditos de energía en el modelo italiano, recogido en el ANEJO IV. En el “Scambio sul posto” se genera un crédito cuando el valor equivalente de la energía inyectada (I) es mayor que el valor de la energía suministrada por parte de la distribuidora D, de valor $(I - D)$. Uno de casos estudiados es aquél en que la instalación local exporta más energía a la red que la cantidad de la que se nutre, pero el valor económico de esta segunda es mayor que la primera, y por tanto no se genera un crédito, sino que se debe abonar esa diferencia a la compañía eléctrica.

No tendría sentido de esta manera utilizar el documento que propone la ley para la contabilidad de los excedentes tal y como está, ya que se optaría por una contabilidad individual de los derechos de consumo diferido y de su valor económico, así como de la energía horaria neta consumida y producida. Y es que el informe de la Comisión Nacional de Energía destaca la necesidad de disponer de lecturas horarias para otorgar el valor de mercado a la energía producida y facilitar así su liquidación.

Con respecto al tratamiento de los excedentes hiperanuales, este organismo reclama una definición más detallada. Considera positivo el establecimiento de un límite temporal para no convertir al consumidor-productor en un productor. No obstante, no considera justificado que el comercializador se quede totalmente gratis la producción excedentaria que caducase. Para prevenirlo, propone que la potencia instalada del usuario como generador sea siempre menor o igual a la contratada como consumidor, tal y como ocurre en algunos Estados americanos. La gestión propuesta en el Proyecto de Real Decreto frente a esta otra es más compleja administrativamente.

Una vez asentado este sistema, se podrían contemplar otras posibilidades como el ejemplo visto en California: el “virtual net metering”, por el que la electricidad de una sola

instalación puede generar créditos para varios inquilinos en viviendas multifamiliares sin que tenga que estar conectado físicamente a los medidores de cada propietario.

El método empleado debería constar de manera explícita en el contrato, ya que la ausencia de liquidación de los derechos de consumo podría constituir una barrera para el cambio de comercializadora: la antigua compañía podría quedar desprotegida si el cambio se propone en el momento en que estos derechos del usuario son elevados, mientras que la nueva debería hacerse cargo de unos derechos con valor económico derivados de una actividad anterior de la que no formaba parte. Además, la CNE propone la asignación de un código diferenciado a los consumidores que opten por la modalidad de balance neto.

4.2.5 Costes del sistema

El Proyecto de Real Decreto que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del suministro de electricidad a través del balance neto deja por definir cuestiones muy importantes que atañen a la futura rentabilidad del sistema. Si la gestión de los excedentes es un tema capital, aún más lo son los costes que se le imputarán al usuario acogidos a esta modalidad.

El servicio de balance neto tendrá un coste por las gestiones asociadas que cobrará la comercializadora al usuario en cuestión. Según el borrador, este servicio tendrá un valor máximo establecido por el Ministerio de Industria Energía y Turismo. A este respecto, la Comisión Nacional de Energía considera que este precio máximo vulnera la normativa vigente, al ser la comercialización una actividad liberalizada.

La energía autoconsumida de forma diferida tendrá coste solo para el consumidor, y consistirá en el ya comentado coste de servicio por balance neto y un peaje de acceso, sin que la energía suministrada suponga coste alguno. El precio de la electricidad suministrada de la red de distribución comprada a la comercializadora será pactado libremente por las partes implicadas. Toda la energía consumida en la instalación del cliente acarreará un peaje de acceso; qué términos deberían estar incluidos en este peaje y cuáles no es actualmente objeto de debate y será analizado en mayor profundidad posteriormente.

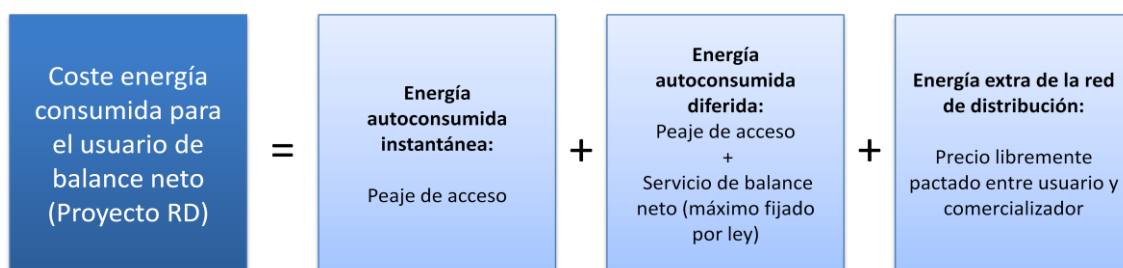


Figura 52. Costes para el usuario asociado a la modalidad de balance neto según el Proyecto de Real Decreto. Elaboración propia.

La CNE comparte que se proceda a un pago de las tarifas de acceso por la energía neta consumida, pero es contraria a que desde la Administración se imponga que el término del suministro de la energía diferida sea nulo, ya que considera que también debería ser libremente pactado entre el comercializador y el consumidor. Además, considera que como generador, al usuario de balance neto le correspondería abonar ciertos peajes, ya que al inyectar energía excedentaria a la red, está obteniendo un provecho del sistema. Propone añadir en el texto la prohibición de que los Comercializadores de Último Recurso (CUR) puedan

ofrecer electricidad usando este esquema por ser creadas con un objetivo concreto diferente del que se pretende con esta modalidad.

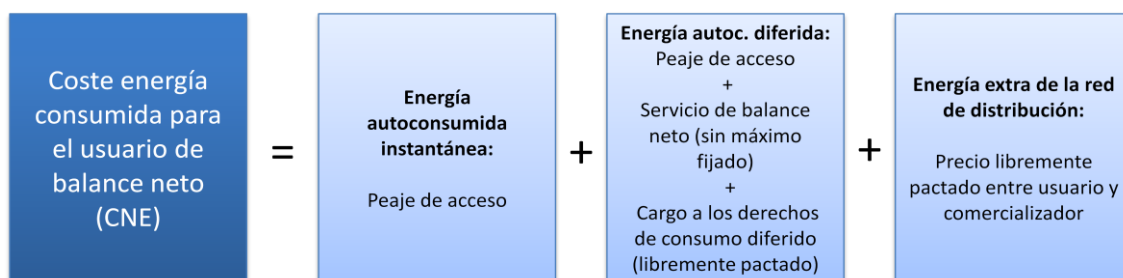


Figura 53. Propuesta de costes para el usuario asociado a la modalidad de balance neto de la Comisión Nacional de Energía. Elaboración propia.

Cabe recordar en este apartado algunas consideraciones expuestas anteriormente en referencia a los peajes de acceso. Por un lado, el periodo tarifario para la compensación de los derechos de consumo acumulado debe ser el mismo que el de estos peajes. Por su parte, a la hora de realizar la facturación de estas tarifas de acceso, es de gran importancia la determinación hora a hora de los saldos de energía.

Para poder analizar el ahorro que supone este sistema, conviene conocer cómo están definidos los distintos términos de la tarifa de acceso. Desde julio de 2009, los usuarios con potencia contratada menor a 10kW pueden acogerse a la Tarifa de Último Recurso (TUR). El resto, compran la energía en el mercado liberalizado. Este esquema sirve para analizar los diferentes componentes que conforman el coste de suministro eléctrico.

En la siguiente figura se ve cómo este coste de suministro está formado por el coste de la energía y las comentadas tarifas de acceso. También puede dividirse en un término de energía (TEU) y otro de potencia (TPU). La tarifa de acceso se compone de una parte de ese término de energía (TEA), un término de potencia (TPA) y el margen de comercialización (MCE) y el TPA. Esta información se amplía en el apartado “tarifas de acceso” del ANEJO VI.

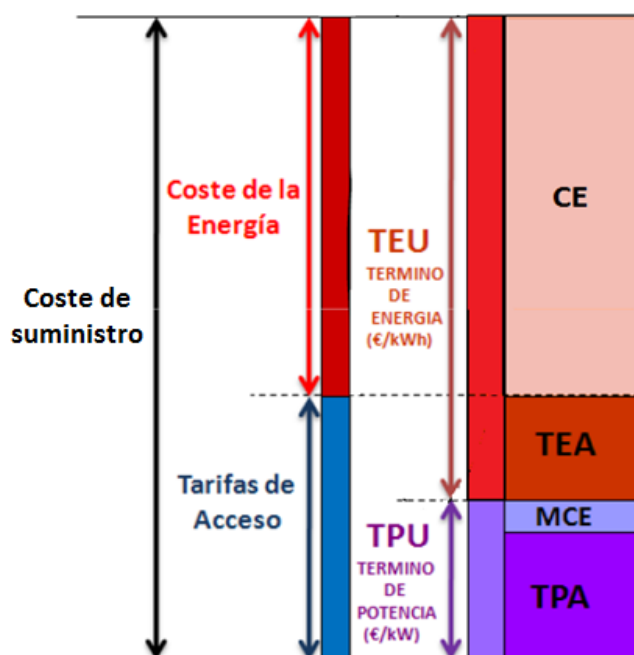


Figura 54. Términos de los costes de suministro. Fuente: ASIF. Modificado.

El término de potencia se calcula con el sumatorio de la resultante de multiplicar el término de potencia contratada por su valor económico en cada periodo tarifario. La componente energética se divide en el término de energía activa y reactiva. El primero resulta de multiplicar la energía consumida medida por el contador en cada periodo de facturación por el precio de la energía aplicable, y se factura mensualmente. El segundo se aplica en función de la tarifa de acceso, tal y como se describe en el mismo ANEJO VI.

En el Real Decreto 1164/2001, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, figuran los costes incluidos en las tarifas de acceso, recogidos en la siguiente figura:

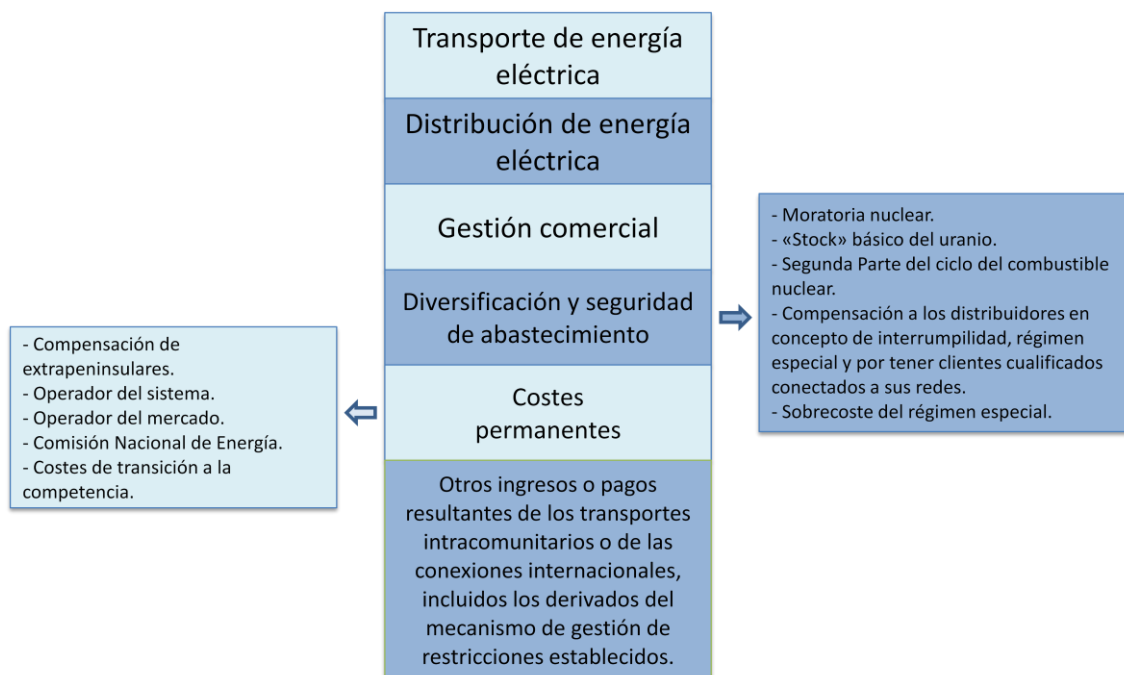


Figura 55. Costes incluidos en las tarifas de acceso. Elaboración propia.

El ahorro económico del usuario acogido al balance neto provendría principalmente de una parte de la energía consumida que él mismo generase, instantánea o diferidamente, en lugar de comprarla a la comercializadora. En cuanto a la tarifa de acceso, con respecto a la energía autoconsumida de manera instantánea producida en la instalación local, el consumidor se ahorra la parte variable del peaje, ya que se igualaría la energía excedentaria a los derechos de consumo.

Por el contrario, el usuario no evitaría las tarifas de acceso de la energía neta consumida, tanto la procedente de la energía excedentaria como la adicional adquirida a la comercializadora. Este término fijo no se elimina al aportarse garantía de suministro al consumidor, mientras que el variable sigue vigente al hacerse uso de la red en el momento de consumo. En el caso de la energía autoconsumida de forma diferida, aún está por definir qué porcentaje de la tarifa variable se aplica. Además, el titular de la instalación debe hacerse cargo del coste de generar la electricidad con la tecnología fotovoltaica y de la parte correspondiente de la amortización de la inversión inicial de la instalación.

Con el modelo actual de determinación de las tarifas de acceso, más de la mitad de los ingresos provenientes de los clientes domésticos y PYMES sin discriminación horaria proceden de su volumen de consumo, es decir, del término variable de los peajes – un 82% en 2010 según el informe de SunEdison “Autoconsumo en Europa” -. A priori, esto es un aspecto

positivo para la implantación del autoconsumo, tal y como recoge este mismo estudio analizado en el punto tres del presente proyecto, ya que de esta manera se podrían reducir los costes del sistema con mayor eficacia.

El problema que ocurre en nuestro país es que la mayor parte de los costes regulados soportados por el sistema son fijos. Es decir, no existe una correspondencia adecuada entre la estructura de costes y de las tarifas. Mediante el término variable de la tarifa de acceso se están cubriendo parte de los costes fijos del sistema. Dejando a un lado el problema del déficit tarifario, si el modelo de consumo no cambiara, los costes se cubrirían aunque las estructuras comentadas no se correspondiesen. El problema surge ante la creación de un modelo que elimina o reduce para algunos consumidores la parte variable de estos peajes, ya que de esa manera la naturaleza distinta de los costes e ingresos regulados afectaría a la sostenibilidad del sistema.

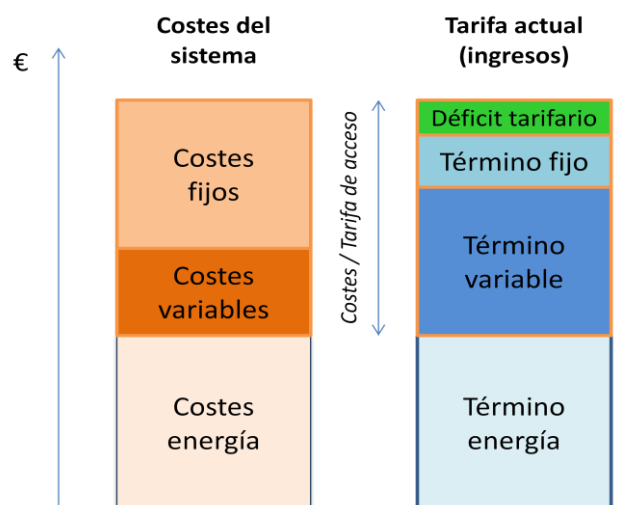


Figura 56. Esquema de la no correspondencia entre la estructura de costes y tarifas actuales. Elaboración propia.

Tal y como se ha visto, la parte fija de las tarifas de acceso seguiría siendo abonada por los usuarios de autoconsumo. Esta nueva modalidad compensa cuando la suma de la parte variable del peaje y los costes de generación local – incluida la amortización de la instalación fotovoltaica – son menores que el precio de la electricidad de la red de distribución descontando la parte fija de la tarifa de acceso. Es decir, se comparan entre sí las partes variables de cada modelo: en el tradicional, el coste de la energía y la parte variable de la tarifa de acceso; y en el autoconsumo, el coste de generación local. De esta forma, para un usuario sería más rentable autoconsumir que comprar electricidad a la comercializadora.

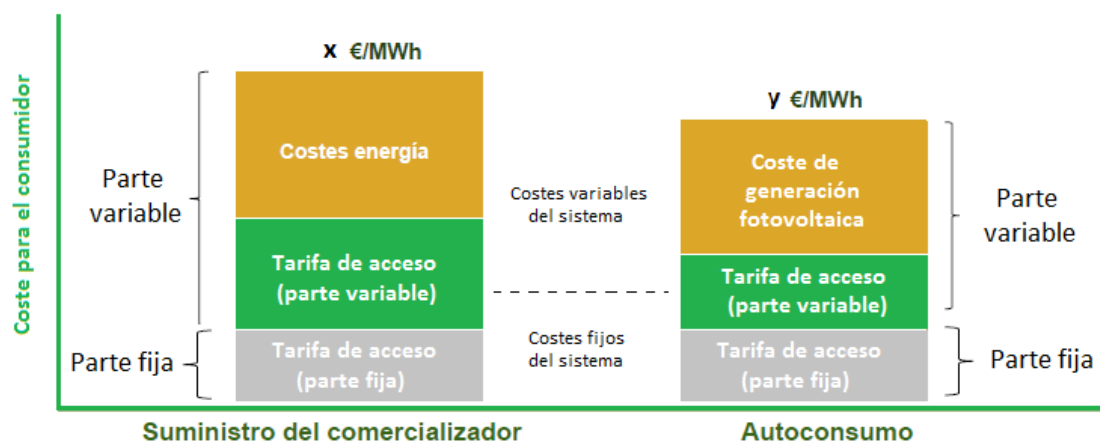


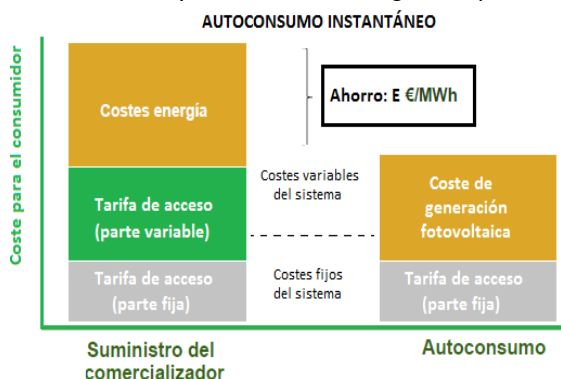
Figura 57. Esquema del ahorro con autoconsumo con el sistema tarifario actual. Elaboración propia.

En la figura anterior, cuando el precio total de la electricidad suministrada por el comercializador (x) sea menor que el coste de autoconsumir esa electricidad (y) compensará la nueva modalidad. En la parte central de ese mismo esquema aparece recogido el desequilibrio de estructura de costes y tarifas antes comentado. Sin embargo, el usuario de balance neto no consume toda la energía del mismo modo, siendo el ahorro diferente en función de cómo sea este consumo. Con el modelo actual, toda la electricidad se compra a la comercializadora, abonando el cien por cien de la tarifa de acceso. Manteniendo constante ese nivel de demanda eléctrica, se va a proceder a analizar ese ahorro según el tipo de consumo: procedente de la generación local –ya sea instantáneo o diferido– o de la propia comercializadora. Para ello, se asigna el porcentaje correspondiente de las tarifas de acceso a la cantidad de electricidad consumida de una manera u otra. Es decir, si se considerase un autoconsumo instantáneo del 50%, se compararía con la mitad de la energía consumida en el caso inicial, manteniendo constante la proporción de coste de las tarifas de acceso.

Se iguala para ambos escenarios la energía consumida en cada supuesto por separado. En total, la cantidad de electricidad es la misma, pero el porcentaje demandado para cada modalidad varía. Por su parte, el ahorro en términos monetarios por unidad de energía que se definió previamente como (x-y) también varía según el tipo de consumo para el usuario de balance neto.

Símbolo	Definición	Ecuaciones
A	Energía total consumida por el usuario en ambos escenarios (kWh)	$\left(\frac{B}{100}\right) \cdot A + \left(\frac{C}{100}\right) \cdot A + \left(\frac{D}{100}\right) \cdot A = A$ $B+C+D=100$
B	Porcentaje del consumo inicial que pasa a ser autoconsumido instantáneamente (%).	
C	Porcentaje del consumo inicial que pasa a ser autoconsumido de forma diferida (%).	
D	Porcentaje del consumo inicial que aún se compra a la comercializadora (%).	
x	Coste de la electricidad consumida en el escenario actual (€/MWh)	$E + F = x - y$
y	Coste de la electricidad consumida en el escenario actual (€/MWh)	
E	Ahorro obtenido con el autoconsumo instantáneo (€/MWh).	
F	Ahorro obtenido con el autoconsumo diferido(€/MWh).	

Tabla 24. Leyenda del ahorro según el tipo de consume en la modalidad de balance neto. Elaboración propia.



En el autoconsumo instantáneo no se paga la parte variable del peaje al no utilizar la red.

A ese ahorro se le añade la diferencia entre el coste de la energía en el modelo tradicional y el de la pequeña instalación fotovoltaica local. Ambos conforman el ahorro total por unidad de energía en este tipo de consumo.

Figura 58. Ahorro por unidad de energía consumida en el autoconsumo instantáneo.

En el autoconsumo diferido, aunque no se paga un cargo por la energía suministrada, sí se utiliza la red, luego se abona tanto un término fijo y otro variable, este último por definir.

El ahorro en este caso radica en el menor coste de la generación de energía local y en el término de la tarifa variable, aunque en este coste, se incluye el servicio del balance neto.

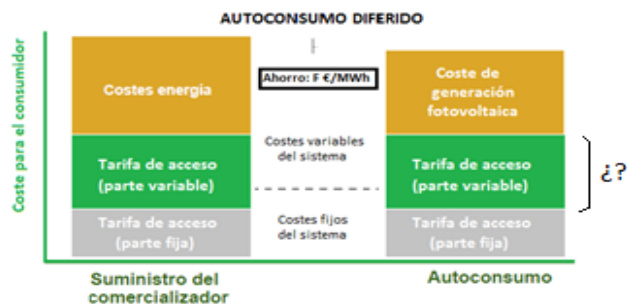


Figura 59. Ahorro por unidad de energía consumida en el autoconsumo diferido.

Cuando se necesita energía extra de la comercializadora, esta tendrá un valor u otro según el periodo tarifario en que sea requerida, abonando toda la tarifa de acceso. En este caso, el precio entre usuario y comercializador se fija libremente. A la vista de estas gráficas, se puede concluir que al usuario tratará de maximizar la energía autoconsumida de forma instantánea y minimizar la compra de energía extra a la comercializadora, tratando que esta adquisición se produzca en los periodos con tarifas más favorables.

Tras analizar los beneficios que traería consigo esta modalidad para los usuarios, conviene analizar qué consecuencias acarrearía para el sistema en su conjunto. Ante el desequilibrio de tarifas y costes existente, si se mantuviera la actual metodología para la determinación de las tarifas de acceso y la modalidad de balance neto fuera un éxito, consiguiéndose minimizar la energía excedentaria, se dejaría de recaudar gran parte del término variable de los peajes actuales. Ante un escenario en el que el esquema del balance neto se generalizara y tuviera una cuota de consumo significativa, esto desembocaría en un aumento del déficit de tarifa. Los ingresos disminuirían en mayor proporción de lo que lo harían los costes. De esta manera, una medida nacida con el objetivo de incrementar la eficiencia significaría un mayor déficit tarifario, cuyo atajamiento es una de las prioridades actuales en la política energética.

Esto no significa que el balance neto sea una medida contraria a los intereses de eficiencia energética, sino que la estructura de tarifas del sistema español no se ajusta a la realidad. Las medidas destinadas a reducir los costes variables son beneficiosas, pero cualquier sistema que los disminuya debe llevar aparejado consigo una reducción proporcional de su tarifa. De otra manera, para reducir el déficit se incrementarían las tarifas de aquellos consumidores no acogidos al balance neto para compensar este fenómeno. Esto supondría una especie de subvención para los que sí se acogieran a este sistema.

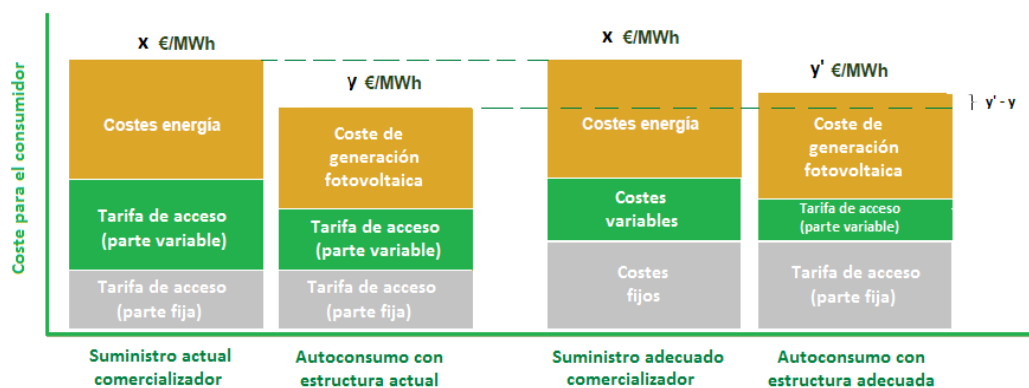


Figura 60. Coste del autoconsumo para el consumidor con la estructura tarifaria actual y adecuada. Elaboración propia.

En la figura anterior se representan los costes para el consumidor con la estructura tarifaria actual y una cuyo término fijos se ajustara más a la estructura real de los mismos. Como en el autoconsumo la parte fija del peaje se sigue abonando, en el segundo caso la reducción de la parte variable se ajustaría a la realidad del sistema. La diferencia es que el usuario obtendría una rentabilidad algo menor ($x-y'$). Esa diferencia de ingresos ($y'-y$) multiplicada por una gran cantidad de consumidores supone una cantidad significativa. El sistema de balance neto, gracias a sus beneficios, haría descender los costes del sistema; con una estructura adecuada, se conseguiría que los costes e ingresos descendieran en la misma proporción, haciendo de la mejora de la eficiencia en un beneficio para el conjunto del sistema.

Por tanto, para garantizar que la proporción de costes e ingresos del sistema eléctrico español no se vea distorsionado ante el uso generalizado de la modalidad del balance neto, sería beneficioso un cambio en el modelo de las tarifas de acceso. En el nuevo diseño, se deberían coordinar costes fijos y variables con las respectivas partes de la tarifa de acceso, ya que más de la mitad de los costes son fijos, y el valor de la parte fija del peaje oscila en valores cercanos al 20%. Así se asignarían de manera más eficiente a cada consumidor los costes en los que ha incurrido realmente.

En este análisis de los costes del sistema, hay que añadir a la ecuación el impacto económico del balance neto sobre el mismo. Los hay positivos, como la reducción de las pérdidas de la red y las menores de necesidad de inversión en nuevas infraestructuras de red, minimizando así el impacto de las instalaciones eléctricas en el entorno. Este sistema hace la función de los incentivos a las energías renovables, ya que fomenta el uso de estas fuentes. En el lado opuesto, podrían aumentarse los costes de distribución o ser necesario reforzar esta red si el grado de penetración de esta modalidad fuera elevado.

Es necesario realizar un balance adecuado de pros y contras a nivel económico de la introducción del balance neto, no solo para el usuario, sino para el sistema eléctrico en general. El modelo actual está inmerso en un cambio hacia la generación distribuida, y se requiere una estructura de costes e ingresos que garantice la sostenibilidad del sistema en el futuro. Es por ello que, además de la comentada modificación de la estructura de las tarifas de acceso, se modulen los peajes variables que cada usuario debiera asumir.

Es por tanto de capital importancia estudiar qué términos debe asumir en su peaje el balance neto, tanto para la rentabilidad del usuario como para la sostenibilidad del sistema. Este aspecto es motivo de debate entre compañías eléctricas y asociaciones de energías renovables y que tendrá un gran peso en el devenir del funcionamiento de estos sistemas.

Valga como muestra la siguiente figura, donde se ejemplifican los órdenes de magnitud de los términos susceptibles de ser considerados como peajes a incluir en el nuevo modelo de consumo. Es importante compararlos con el coste de la energía en el mercado diario, columna de rojo en la gráfica. El coste de la energía en el mercado diario supone alrededor del 40% del precio de la electricidad en el mercado residencial. La incorporación de más o menos términos hará que el porcentaje del peaje respecto al precio final de la energía generada localmente sea mayor o menor.

La inclusión de más peajes haría que el coste de la energía producida localmente ascendiera. Como el ahorro depende de la diferencia entre el precio de la electricidad en el mercado residencial y el coste de generar la electricidad localmente, los beneficios del sistema serían menores, afectando directamente a la rentabilidad.

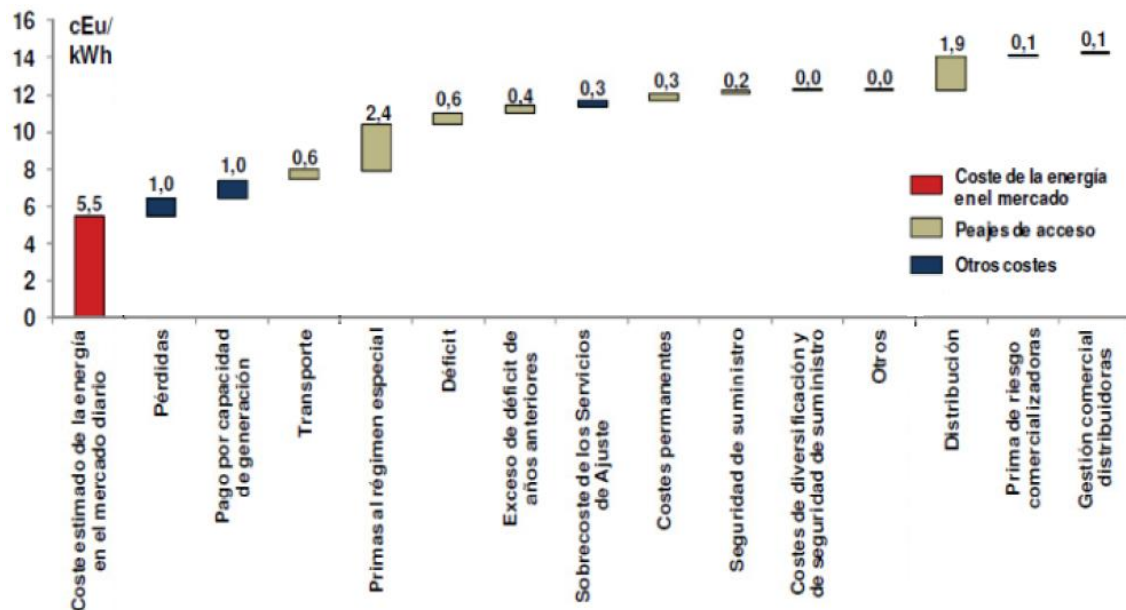


Figura 61. Estudio de los peajes de acceso a tener en cuenta. Datos de 2010. Fuente: ASIF.

Cuando se consume electricidad comprada a la comercializadora por los cauces habituales se pagan los peajes de acceso tal y como se viene haciendo hasta ahora. Con respecto al autoconsumo instantáneo, no se utiliza la red. Sin embargo, cuando se inyecta energía excedente a la red para ser consumida de forma diferida gracias a los derechos de consumo generados, aparecen dudas sobre qué costes deberían ser imputados al sistema y cuáles no.

A priori, hay costes de los que el usuario de balance neto debería hacerse responsable, otros que le afectan por completo, y otros que son objeto de discusión. Las pérdidas del sistema serán reducidas con el autoconsumo, ya que en la generación distribuida se genera la electricidad muy cerca de donde se consume, reduciéndose especialmente las derivadas del transporte. En estos dos términos hay consenso acerca de la capacidad del nuevo modelo de ser una fuente de ahorro.

Por su parte, la CNE pide que se aclare si, al hacer uso de la red, la energía neta exportada pagaría el peaje de generación, el llamado cargo “G”, instaurado recientemente para las instalaciones de producción. Red Eléctrica de España lo define como el “pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico”. En este caso, cada usuario instalará y financiará su instalación de generación, pese a que a veces necesitará de la red de suministro para hacer frente a toda la demanda.

También hay posturas comunes en algunos costes que sí deberían ser asumidos, como es el caso de los de distribución. Como ya se ha comentado, estos costes podrían aumentar, ya que no solo se distribuiría la energía procedente de las redes de transporte, sino que además se inyectaría energía de la instalación fotovoltaica local; si el consumo por balance neto fuera una práctica generalizada, podría darse el caso en que se tuviera que reforzar la red de distribución. Otros aspectos a los que el balance neto afecta directamente son la prima de riesgo de las comercializadoras y la gestión comercial de las distribuidoras, ya que existiría un riesgo adicional en ese respecto, debido en gran medida a la variabilidad de la curva de consumo y la volatilidad en la de generación que introduce una instalación de tecnología solar; en él se incluyen el riesgo asociado al precio de la energía al producirse excesos de energía

transformados en derechos de consumo y la dificultad del equilibrio entre demanda y producción por la gestión de estos excedentes.

El resto de términos están expuestos a debate, y la normativa deberá ajustar lo máximo posible los costes incurridos con los términos del peaje incluidos, con el fin de conjugar la búsqueda de rentabilidad de este sistema con el correcto funcionamiento del sistema.

Este modelo incentivaría el uso de fuentes renovables, cumpliendo así la función de las primas a este tipo de régimen y acercando a España a los objetivos de 2020 del uso de energías limpias. En Dinamarca, por ejemplo, los usuarios de balance neto se ahorran el pago del PSO ("Public Service Obligation") destinado a la ayuda de este tipo de fuentes de energía. Con respecto al déficit, se ha visto que si no se modifica la estructura tarifaria este sistema podría agravar la situación. Sin embargo, si se añade una penalización al exceso de déficit de otros años, se estaría disminuyendo la rentabilidad de este sistema que nada ha tenido que ver con desviaciones anteriores.

Los Servicios de Ajuste son aquellos necesarios para asegurar el suministro eléctrico en las condiciones de calidad, seguridad y fiabilidad necesarias. Según el Proyecto de Real Decreto el suministro de los derechos de energía no puede tener ningún cargo, pero al ser necesario este servicio, se le podría imputar al cliente de autoconsumo un peaje por sobre coste del mismo.

En cuanto a los costes permanentes, los porcentajes destinados al Operador del Sistema y del Mercado, así como a la Comisión de la Energía no hay un motivo concreto para que a unos usuarios se les impute este coste y a otros no; el coste de la transición a la competencia, al igual que el déficit de años anteriores, es imputar costes pasados a un nuevo sistema; por último, el tratamiento de los sistemas extra peninsulares podría ser distinto, ya que este modelo potencia el autoconsumo en zonas como las Islas Canarias y Baleares, reduciendo los mayores costes que sufren estas zonas del territorio nacional.

Peajes como los referentes a la seguridad de suministro o la compensación por interrumpibilidad podrían imputarse a estos usuarios, mientras que algunos costes de diversificación como la moratoria nuclear tienen menos sentido, ya que aunque se suministra electricidad de la red, es energía previamente generada por el propio usuario.

Se puede analizar el porcentaje de importancia de estos peajes en término medio con respecto al precio final de los clientes acogidos a la Tarifa de Último Recurso por trimestres, ya que estos datos varían en función de las tarifas de acceso y periodo de facturación (ver ANEJO VI para mayor información). Estos porcentajes rondan entre el 40%. Además de su tendencia al alza, se puede concluir de esta manera que los peajes que incluya la ley para los usuarios de balance neto tendrán gran parte de la responsabilidad del éxito de este nuevo esquema.

	Q1-2011	Q2-2011	Q3-2011	Q4-2011	Q1-2012
COSTE ENERGIA - €/MWh	84,590	75,930	78,180	88,420	78,650
Peajes - €/MWh	55,479	64,139	64,139	53,899	63,669
PRECIO TUR - €/MWh	140,069	140,069	142,319	142,319	142,319

Tabla 25. Fuente: Coste de la energía y los peajes por trimestres. Fuente: ASIF Modificado.

4.3 Repercusión de la nueva modalidad

Se han analizado las consecuencias puramente económicas del balance neto, pero este nuevo esquema supone una transformación en muchos ámbitos del mercado eléctrico y otros sectores. Se trata de un paso más hacia la generación distribuida, con los beneficios ya comentados de esta, pero su implantación requiere solucionar una serie de trabas en el camino. Los beneficios superan a los inconvenientes, ya que esta modalidad aumenta la eficiencia del sistema, pero también puede provocar algunos desajustes. La manera de implantar este modelo deberá potenciar sus beneficios y minimizar o salvar sus desventajas.

Cualquier cambio supone un riesgo, y sacará más provecho quien antes esté preparado para él y sea capaz de entender sus implicaciones. Podría convertirse en un nuevo modelo de negocio para muchas empresas del sector fotovoltaico, potenciándose así esta industria. Los agentes ya existentes en el mercado también adquieren un nuevo rol, como es el caso de los consumidores, con un papel mucho más activo.

4.3.1 Beneficios e inconvenientes

El consumo por balance neto aglutina las ventajas de la generación distribuida y el autoconsumo, potenciando aún más las virtudes de este nuevo modelo de generación. El usuario percibirá en mayor medida los beneficios que afectan a la rentabilidad, pero desde el punto de vista del sistema en su conjunto, las ventajas son de índole económica, social y medioambiental.

El balance neto nace de una idea sencilla que los medios tecnológicos actuales permiten. Además, es un sistema existente y ya implantado con éxito en otros lugares del planeta, lo que reduce el riesgo ante lo desconocido. No se trata, por tanto, de un sistema que haya que crear desde cero, sino que se puede aprender de otras experiencias.

Entre las ventajas económicas para el sistema en su conjunto, destacan la reducción de pérdidas en el transporte e inversiones en infraestructuras, mejorándose así la eficiencia, uno de los pilares básicos de la generación distribuida; se añade potencia de generación sin coste para el sistema eléctrico. Para el sector fotovoltaico, se posibilitan nuevos modelos de negocio y una mayor competencia, considerándose este modelo de gran importancia tras el fin de los incentivos a los renovables. Este nuevo esquema permite que se siga mejorando en la curva de aprendizaje, lo que unido a la tendencia al alza del precio de la electricidad, aproxima en el tiempo la llegada de la paridad de red. Para los usuarios, el ahorro en la factura y una mayor dependencia de las compañías eléctricas son los principales motivos de satisfacción.

Son muchos los beneficios políticos, sociales y medioambientales. Destaca la posibilidad de fomentar las energías renovables a través del balance neto, ya que consumo y generación se compatibilizan de una manera muy superior a como se hacía con un autoconsumo meramente instantáneo. Si el esquema de balance neto se extendiera, la reducción de las emisiones nocivas o la dependencia exterior y de combustibles fósiles sería significativa, consiguiéndose de esta manera ventajas medioambientales en el entorno y para el conjunto del país. Implícitamente, se permitiría canalizar parte del ahorro privado en inversión y generar riqueza y empleo local. Además, se conseguiría una mayor concienciación social del coste que conlleva la electricidad.

La nueva normativa puede llevar asociada una serie de inconvenientes, especialmente para el sistema. Los aspectos económicos negativos radican en el esfuerzo tecnológico necesario para poder implantar este sistema, como pueden ser el caso de cambiar los equipos de medida o reforzar los sistemas de redes de distribución. En el apartado anterior se ha explicado cómo con el actual sistema de tarifas de acceso una implantación generalizada del balance neto podría suponer un aumento del déficit en las actividades reguladas del sistema eléctrico español.

Otra desventaja de este nuevo modelo es el mayor esfuerzo administrativo que supondría, tanto para registrar la energía generada y consumida por los usuarios como para contabilizar los derechos de consumo y su vigencia. La dificultad tecnológica reside en la gestión de los desvíos y la previsión de la demanda; la incertidumbre existente en la producción de energía con fuentes renovables agrava esta cuestión.

4.3.2 Retos y oportunidades

La viabilidad del sistema se analiza en tres ejes: el legal, el económico y el técnico. El éxito o fracaso de este modelo estará supeditado a ellos. No obstante, existe un cuarto factor no menos importante, el social. De la gestión de estos aspectos depende que se conviertan en inconvenientes para el funcionamiento del sistema o incentivos para adscribirse a esta modalidad. Se trata, por tanto, de convertir los retos actuales en oportunidades para el futuro.

Este proyecto se centra principalmente en el eje legal. En el sector renovable, España ha destacado por ser un país pionero en algunas de las tecnologías, entre ellas la fotovoltaica; sin embargo, no se puede decir lo mismo del ámbito normativo. Mientras que el balance neto es una realidad desde hace años en países donde la tecnología fotovoltaica tiene mucho menos peso, en nuestro país no existirá esta regulación hasta la entrada en vigor de la nueva ley. El cambio de un modelo de generación eléctrica centralizado a uno distribuido es una realidad presente y especialmente futura. Es importante que la normativa adquiera un papel activo en este cambio. La nueva ley surge ante la actual transformación, pero la misma normativa puede influir sobre el comportamiento del sistema, como demuestra la evolución de la potencia fotovoltaica instalada en función de la normativa de cada momento. Dentro de este eje se incluye la política de incentivos o de desarrollo que el Gobierno pueda emprender para potenciar el balance neto.

Se considera que la viabilidad económica llegará en el medio plazo. Sin ayudas, este modelo no es rentable actualmente. Todos los países en los que está implantado fomentan con sus políticas fiscales o a través de subvenciones este modelo. Si la tecnología sigue la evolución esperada, España puede alcanzar la paridad de red para la media del país en un plazo de varios años, tal y como se puede ver en el ANEJO III. Su situación es parecida a la de Italia, con una tecnología y una curva de aprendizaje avanzadas y una situación geográfica muy proclive a las fuentes de energía solar. Existe el riesgo de que la búsqueda de rentabilidad a corto plazo afecte a la sostenibilidad en el largo plazo para el conjunto del sistema.

Asimismo, es necesario salvar una serie de obstáculos a nivel tecnológico, como puede ser la seguridad en el suministro. Hacer accesible este modelo al conjunto de la población conlleva un esfuerzo económico a nivel de infraestructuras. Al circular la electricidad en ambos sentidos, y no en uno solo como venía ocurriendo hasta ahora, aumenta la complejidad técnica del sistema. La integración de la tecnología en la red, a través por ejemplo de redes inteligentes o micro redes, son aspectos en los que se investiga y que pueden ser una realidad

en el corto plazo, beneficiando al modelo de balance neto. La gestión activa de la demanda es otro campo de estudio que ayudaría a aumentar su eficacia.

En el caso de la tecnología necesaria referente a la instalación fotovoltaica necesaria para la aplicación de esta modalidad, conviven dos circuitos independientes: uno interior y otro exterior. Este es el esquema necesario para llevarlo a cabo:

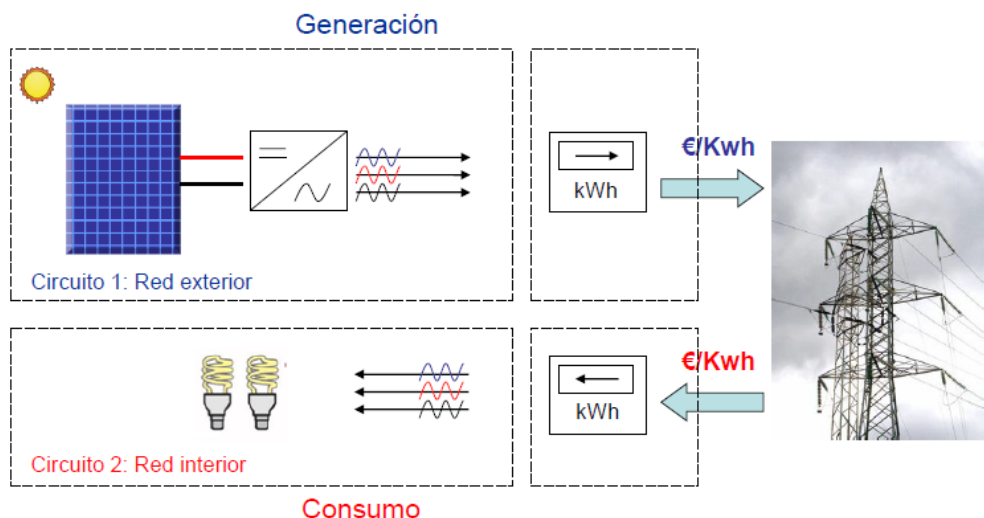


Figura 62. Esquema de la instalación eléctrica del balance neto. Fuente: KOSTAL.

A la red típica de consumo se le añade una nueva de generación, con un doble sistema de medida. Centrándose en la red exterior, esta puede dividirse en tres partes: un módulo fotovoltaico, un inversor fotovoltaico y un equipo de medida. Una información más detallada sobre estos componentes se encuentra en el ANEJO VII.

La generación eléctrica se produce a través de un módulo fotovoltaico, que se define como aquel dispositivo que produce electricidad gracias a la radiación solar incidente. A través de la asociación de células fotovoltaicas conectadas entre sí en serie se logra un valor de tensión de salida adecuado, mientras que en paralelo aumentan la corriente eléctrica.

El dispositivo encargado de convertir la corriente continua del generador fotovoltaico en corriente alterna para la inyección a la red recibe el nombre de inversor fotovoltaico. Para la modalidad de balance neto, se necesita un equipo capaz de gestionar los excesos de producción y los niveles de consumo, por lo que se utiliza un tipo de inversor interactivo, el "Grid Tie Inverter". Estos aparatos incorporan una unidad de control para gestionar el consumo y la producción local.

El equipo de medida consta de los contadores oportunos para registrar la energía generada y consumida, realizando el saldo neto de electricidad. En las figuras 49 y 50 se mostraban las propuestas del Proyecto de Real Decreto y de la CNE. El equipo de medida puede estar compuesto por dos medidores unidireccionales, uno para la generación y otro para el consumo. Otra opción es hacer uso de un medidor bidireccional, el cual solo registra el saldo de producción y consumo; es por ello que sería necesario el uso de otro contador unidireccional en paralelo. Además, deberían tener capacidad horaria para una gestión adecuada de los excedentes. Una opción más costosa es el uso de medidores digitales, que mediante la monitorización ofrecen más características como la comunicación con la compañía de distribución.

Además, hay que tener en cuenta los elementos de conexión a la red de distribución y los pertenecientes al sistema de monitorización, los cuales controlan el funcionamiento de la instalación, ayudando a detectar fallos o comportamientos anómalos. Un paso más es el uso de Internet para la aplicación de la tele monitorización.

La mayoría de las veces el análisis se centra en la viabilidad económica. Si no se abordan en profundidad el resto de ejes, el éxito económico no será posible o será menor. En cualquier cambio que afecte a compañías y consumidores, se requiere prestar atención a la gestión del cambio, es decir, al componente social. Por un lado, un cambio de modelo hace que aparezcan detractores; las compañías eléctricas pueden ejercer un grupo de presión a la hora de elaborarla normativa definitiva. En el lado de los consumidores, se deben dar una serie de condiciones de seguridad legislativa para que se decidan a acometer la inversión necesaria para implantar este sistema. Sería conveniente combatir la inseguridad jurídica que influye en la decisión final del consumidor, más aún cuando algunos de estos consumidores son usuarios domésticos. Una posibilidad para atajar este problema sería realizar una campaña de comunicación.

4.3.3 Aplicaciones

El ámbito de aplicación queda definido en Proyecto de Decreto Ley, restringiéndose a instalaciones de menos de 100kW por instalación o punto de suministro. Tanto este valor como la definición de la titularidad tienen como consecuencia la imposibilidad de que el balance neto se ejecute de forma compartida. En países como Estados Unidos se aprovecha entre la unión de usuarios o en hospitales. Por tanto, esta restricción limita el uso del balance neto a usuarios residenciales, comerciales y edificios o industrias de pequeño tamaño.

Un caso de aplicación interesante es el de los territorios extrapeninsulares: Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla. Especialmente atractivo es el caso de las Islas Canarias, donde según varios estudios ya se alcanza la paridad de red. Esto permitiría que este sistema se instaurase a corto plazo en territorio canario, ya que su localización geográfica y su climatología son idóneas para el balance neto fotovoltaico y los costes de generación de la electricidad más altos que en la Península.

Uno de sus grandes problemas de las Islas es la imposibilidad de tener las interconexiones eléctricas adecuadas para realizar una optimización conjunta del sistema y asegurar así la calidad del servicio. Las profundidades marinas, especialmente en el caso canario, impiden el tendido de cables submarinos y no permiten aprovechar las sinergias de estas interconexiones, lo que provoca un aislamiento. Las consecuencias son una menor estabilidad del sistema y un incremento del coste de generación.

El sistema balear está formado por dos subsistemas eléctricamente aislados: Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera. Las Islas Canarias cuentan con seis subsistemas aislados, con un tamaño muy pequeño si se compara con el peninsular. Su problema reside en que las profundidades marinas solo permiten tender cables submarinos entre Lanzarote y Fuerteventura.

Con respecto al estado de la energía fotovoltaica en Canarias y Baleares, a finales de 2011 la potencia instalada era de 130MW y 65MW respectivamente, que suponen un 4% y un 3% del total. Para una mayor información sobre los sistemas extrapeninsulares y su comparativa con la Península, consultar en ANEJO VIII.

4.4 Otras propuestas y visiones

En este punto se recogen algunas de las propuestas para mejorar el sistema de balance neto en nuestro país, así como comentarios a la normativa. Se pueden observar las diferencias de parecer de según quién formule la propuesta, siendo los peajes a pagar por los usuarios el mayor punto de desencuentro.

Sector fotovoltaico

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) define el autoconsumo por balance neto como una alternativa a las tarifas de inyección de red para el sector fotovoltaico. Entre sus beneficios, destacan la posibilidad de blindar a los ciudadanos ante subidas futuras de la luz y poner en sus manos la participación en el ahorro energético. Lo consideran una alternativa real al consumo tradicional, pero reconocen que no se alcanzan aún los ratios de rentabilidad necesarios para su implantación.

Hasta la llegada de esa rentabilidad, reclaman la existencia de incentivos con carácter temporal para los primeros pasos de esta modalidad, a través de deducciones fiscales o bien con una ayuda a la inversión. Más concretamente, proponen una deducción hasta 2016 decreciente con el tiempo, siendo del 30% de la inversión realizada en 2012 y distribuyéndose linealmente durante cinco años en el Impuesto de Sociedades o en la cuota del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas.

Con respecto a los peajes, defienden una exención de los mismos para toda la energía producida, con una valoración de los excedentes compensados al precio de la energía comprada a la red y otra al coste evitado de los excedentes sobrantes en cada periodo mensual.

Consideran erróneo definir tamaño límite de las instalaciones en 100kW, ya que se impediría su aplicación más allá del ámbito residencial, comercial y la pequeña industria. Califican como beneficioso un aumento de este límite para dar cabida a industrias y servicios de mayor tamaño y hacerles partícipes de este nuevo sistema, ya que al no compensar la energía excedentaria se limitaría indirectamente el tamaño de la instalación. Estas tres ideas para la promoción del autoconsumo con balance neto son apoyadas por la Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de España (FENIE).

La propuesta estrella de UNEF es el balance neto compartido, el cual estiman viable en la actualidad por sus instalaciones de mayor eficiencia, reduciéndose así los costes unitarios de inversión. A través de la agregación de contadores, se conectarían instalaciones fotovoltaicas con un colectivo de consumidores. Se lograría con la construcción de cubiertas compartidas o en suelo, en lugares próximos a los centros de consumo. Para obtener una rentabilidad adecuada, consideran que todos los consumos asociados deberían realizarse en la red de baja o media tensión para redes de distribución pertenecientes a la misma subestación. Además, para ellos, los derechos de compensación deben estar exentos de todo tipo de peaje dentro del mismo periodo tarifario, mientras que se debe abonar íntegramente si esa compensación se realiza entre dos periodos tarifarios distintos.

Para demostrar la actual rentabilidad del balance neto compartido, han desarrollado un estudio para un conjunto de 8.000 usuarios con un consumo principalmente doméstico y comercial formado por un 66% de clientes acogidos a la TUR, otro 13% con potencia contratada menor de 15kW, siendo el resto de clientes de baja tensión el 16% y la pequeña

industria y oficinas el 5% restantes. Se utilizaría una instalación fotovoltaica fija cuya potencia pico igualara la punta de demanda de la zona (en el estudio, 6.000kW).

Para la red, en ese caso solo en 3% de la energía consumida se evacuaría a través de la red de distribución. Extrapolando este dato al conjunto del sistema eléctrico español, cuya punta de consumo es aproximadamente 44.000MW, concluyen que para ser necesario el refuerzo de las redes de transporte tendría que haber once veces la potencia fotovoltaica instalada actual. Sin embargo, la red que más sufriría los efectos de esta modalidad sería la de media y baja tensión de distribución.

En el estudio se plantean tres escenarios. El primero consiste en que el 100% de los clientes estarían acogidos al sistema; de este modo la instalación fotovoltaica suministraría el 30% de la energía consumida, sin generarse excedentes al final de cada periodo mensual, y siendo el autoconsumo instantáneo del 90%; para los clientes acogidos a la TUR, el ahorro sería del 2% de la factura anual con las hipótesis antes planteadas. En un segundo caso, el 50% de los clientes se adscribirían a este sistema; la generación local supondría el 60% de la energía anual consumida de estos clientes, siendo el 55% el consumo instantáneo y 45% el diferido, sin generarse excedentes sobrantes; el ahorro en este caso para 2012 hubiera sido del 3% de la factura eléctrica. En un último caso extremo, para el 30% de clientes acogidos, la instalación solar cubriría el 100% del consumo de estos usuarios, dividiéndose en un 37% consumida instantáneamente, un 45% de forma diferida y un 18% de energía excedentaria sobrante; el ahorro para esos clientes acogidos a TUR seguiría siendo de un 3% aproximadamente. De esta forma, UNEF concluye que el óptimo del ahorro doméstico se consigue con un valor de autoconsumo del 60%.

Empresas del sector fotovoltaico, como ocurre en el caso de "LFN Photovoltaics", consideran oportuno introducir una mayor simplificación en procesos administrativos, homogeneizando estos para el ámbito local, autonómico y estatal. También defienden la imposición legal a las compañías eléctricas de instalar los contadores adecuados para la práctica del autoconsumo por balance neto. Además, consideran necesaria la regulación del papel en esta actividad de las Empresas de Servicios Energéticos (ESE).

Compañías eléctricas

Pese a que para estas compañías el sistema de balance neto implica una nueva oportunidad de modelo de negocio, cualquier cambio conlleva un riesgo. El aumento del consumo en balance neto, pese al cobro de un peaje por su servicio, supone un cambio en modelo de consumo actual, reduciéndose la electricidad consumida por los cauces hasta ahora habituales. En caso de una instauración masiva, el cambio es significativo para el sistema actual.

Las principales diferencias con empresas y organizaciones del sector fotovoltaico residen en los peajes que deberían ser asumidos por los usuarios de balance neto para un correcto funcionamiento del sistema. Iberdrola defiende la necesidad de diseñar una estructura de tarifas que se ajuste realmente a la de los costes del sistema, en consonancia con el informe de la CNE y lo analizado anteriormente. Hasta llegar a ese nuevo diseño de tarificación, proponen la creación de una "tarifa de respaldo", la cual debería ser lo suficientemente elevada como para que el balance neto no se convierta en un sistema de primas encubiertas para los usuarios de esta nueva modalidad. Para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica apuestan por un sistema de cupos en el que se establezcan una serie de convocatorias anuales en las que se fijen unos límites de potencia a cubrir para cada tecnología.

Otras compañías y organismos

Son muchas las empresas consultoras con una presencia activa en el sector de las energías renovables. Sus propuestas y análisis de las consecuencias normativas deben ser tenidas en cuenta, ya que al ser compañías especializadas conocen con bastante detalle este sector. Aquí se recogen las visiones de KMPG, compañía dedicada a los servicios de auditoría, fiscales y de asesoramiento legal, financiero y de negocio, con un enfoque sectorial; y ECLAREON, consultora estratégica internacional y de asesoramiento financiero centrada en el sector de las energías renovables y la eficiencia energética.

En el caso de KMPG, esta compañía considera que para el éxito de esta modalidad se debe simplificar la tramitación administrativa, especialmente en el sector residencial. Para impulsar el desarrollo en este segmento, el factor clave sería el acceso al crédito para realizar la inversión pertinente. Además, habría que adaptar la definición de la paridad de red para el caso particular español, teniendo en cuenta el Impuesto Especial sobre Electricidad, el IVA asignado al autoconsumo y la estructura de tarifas en nuestro país.

Hasta alcanzar la paridad de red, que estiman podría darse para 2016 en el sector residencial, proponen la convivencia de dos incentivos: una tarifa “Feed-in tariff” (FIT) para la energía inyectada a la red, y una “Feed-in compensation” FiC para la energía autoconsumida, que desaparecería en el escenario futuro de rentabilidad.

En el caso del estudio de ECLAREON encargado por IDAE, se concluye que el Real Decreto-Ley 1/2012 y el borrador sobre la normativa del balance neto suponen inequívocamente un cambio en el modelo eléctrico actual y un paso hacia la generación distribuida. Según esta consultora, el nuevo sistema supone una oportunidad para los usuarios, pero también para compañías, ya que podrían ofrecer de esta forma nuevos servicios y fidelizar clientes, a costa de un cambio comercial estratégico. Esto se debe a su posición es ventajosa en el mercado y ser conocedoras del sistema. Con respecto al calado del sistema consideran que no generarán un gran volumen de negocio de forma inmediata, desarrollándose de un modo estable y creciente.

Son varias las organizaciones que destacan los beneficios del balance neto, entre ellas el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), que resalta la oportunidad para acometer otras iniciativas y desarrollos como el vehículo eléctrico. La Fundación Ciudadanía y Valores define esta modalidad de autoconsumo como una propuesta inteligente, ya que presenta beneficios económicos y técnicos, concienciando individualmente a los consumidores sobre el cambio climático. Consideran este sistema especialmente útil para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica. Abogan por que la instalación de contadores inteligente se realice de forma coordinada con la puesta en marcha de estas pequeñas instalaciones de autoconsumo, además de disminuir las barreras legales simplificando los procedimientos administrativos de autorización, así como establecer líneas de financiación en la inversión de estos proyectos.

5. Estudio económico

Se va a proceder a realizar un estudio económico para analizar el impacto de la modalidad de balance neto. Para ello se va a utilizar un indicador de rentabilidad, el “payback”, que indica el tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial. El “payback” o plazo de recuperación es un índice más utilizado para describir que para tomar decisiones, ya que no tiene en cuenta el valor cronológico del dinero.

Se busca estudiar tal plazo de recuperación si la inversión necesaria se produjese en el momento actual (2012) o en un futuro cercano (2018). Se ha llevado a cabo para tres casos: el primero, un edificio con potencia contratada de 9,2kW (2.0A) acogido a la TUR con una instalación fotovoltaica de 10kW; el segundo, de tipo 3.0A de 50kW de potencia contratada y localmente instalada; y un último de 80kW tanto contratados como instalados localmente (3.1A).

Para cada tipo de usuario y año en que se acomete la inversión, se han tenido en cuenta cuatro variables: la zona climática en la que se sitúa la instalación, la evolución del precio de la electricidad, el grado de autoconsumo instantáneo y diferido, y el porcentaje de la parte variable de la tarifa de acceso asociada a la energía autoconsumida de manera diferida asumido por el usuario de balance neto.

El Código Técnico de Edificación (CTE), aprobado en el Real Decreto 314/2006 de 17 de marzo, establece las horas de sol equivalente de referencia según la zona climática en la que se encuentre cada instalación fotovoltaica. Las localidades y territorios del Estado español se clasifican en zonas, desde la I a la V de menor a mayor irradiación. Este dato se utiliza para calcular la energía generada teórica para cada caso particular.

La segunda variable es la evolución del precio de la electricidad. Se ha tenido en cuenta la probable subida del precio de la misma escogiéndose tres escenarios distintos: uno más conservador en el que la subida fuera menor, del 3% anual; otro intermedio en el que este incremento fuera del 5%; y otro escenario en el que se mantuviera un ritmo de ascenso tan acusado como el actual, eligiéndose como cifra el 10%.

La tercera variable elegida para el estudio es el grado de autoconsumo instantáneo y diferido. En primer lugar se ha considerado un autoconsumo instantáneo del 30% y diferido del 40%, comprándose el 30% restante a la comercializadora mediante el sistema tradicional; en segundo lugar, un autoconsumo instantáneo del 50% y diferido del 30%, teniéndose que adquirir el 20% a la compañía eléctrica; y por último, un autoconsumo instantáneo del 100%, y consecuentemente, un autoconsumo diferido y electricidad comprada a la comercializadora nulos.

Tal y como se ha visto, el porcentaje de la tarifa de acceso variable que debe asumir el usuario de balance neto está por definir. Este valor afecta en el caso de la energía autoconsumida de forma diferida, ya que en el autoconsumo instantáneo se abona solo la parte fija y cuando se compra electricidad de la red se abona el peaje completo. Se han definido así tres situaciones: una en el que se abonara gran porcentaje de esa parte variable (90%), otra muy beneficiosa para el usuario en la que se hiciera cargo del 20%, y una última situación intermedia (50%). En estos peajes se incluye el coste del servicio por balance neto.

Para ello se han tenido en cuenta una serie de hipótesis para su elaboración. En primer lugar, se ha considerado que los costes de generación de energía local con tecnología fotovoltaica decaen a un ritmo del 10% cada año, tal y como prevé IDAE en su estudio técnico del PER 2011-2020. Ese mismo porcentaje se ha descontado cada año para la inversión necesaria en tecnología fotovoltaica, siguiendo las directrices señaladas por UNEF. Asimismo, se han usado datos de la propia Unión Española Fotovoltaica para establecer la inversión inicial necesaria, detallada en el ANEJO IX, y los costes de mantenimiento, los cuales se considera que en función del año en que se produzca la inversión su coste disminuye un 5%. Por su parte, para 2012 se han tomado los valores del precio de la energía y términos de la tarifa de acceso vigentes a principios de año.

La inversión inicial se amortiza anualmente gracias al ahorro obtenido mediante el nuevo método. Así, para obtener este ahorro se han comparado anualmente el coste de mantenimiento y generación a través de la nueva modalidad con aquél que se obtendría manteniendo el sistema actual. El excedente sobrante al final de cada periodo mensual no tiene importancia a nivel económico, ya que no se retribuye.

El precio de la electricidad mediante el sistema habitual se ha calculado teniendo en cuenta los correspondientes costes del término de la energía y las tarifas de acceso. Por su parte, para los clientes acogidos al balance neto se suman los costes de las distintas formas de consumo: a través del autoconsumo instantáneo, con un término de energía y la parte fija de la tarifa de acceso; diferido, con un término de energía, otro procedente de la tarifa de acceso fija, la parte correspondiente del peaje variable y el coste de servicio por balance neto; y mediante la compra de electricidad a la comercializadora, cuyo coste unitario no cambia.

En la siguiente tabla se aprecian los datos necesarios para el cálculo posterior en función de parámetros, aunque para un mejor entendimiento se ha definido un autoconsumo instantáneo del 50%, diferido del 30%, mientras que el 20% restante se compra a través de la comercializadora; también se ha considerado que los usuarios de balance neto abonan el 50% de la parte variable de la tarifa de acceso en el caso de la energía autoconsumida de forma diferida.

	Horas/ zona	P.contr. P.instal. kW	Energía generada kWh	Energía consumida kWh	E. autocons. Instantánea kWh	E. autocons. Diferida kWh	E. compr. comerc. kWh
Sit. inicial		A		B	0	0	B
Autoconsumo	C	D	E	B	$0,5 * \min(B, E) = F$	$0,3 * \min(B, E) = G$	$B - G - F = H$

Tabla 26. Datos caso económico en función de parámetros. Elaboración propia.

Precio energía (€/kWh)	Tarifa Variable (€/kWh)	Tarifa Fija (€/kW)	Precio en. FV (€/kWh)	Coste energía (€)	Coste Tar.F (€)	Coste Tar. V (€)	COSTE TOTAL (€)	Ahorro Anual (€)	Invers. Restante (€)	Año
I	J	K	L	$B * I = M$ $(F + G) * D$ $+ H * I = P$	$A * K = N$ $D * K = Q$	$B * J = \tilde{N}$ $G * (0,5 * J)$ $= R$	$M + N + \tilde{N} = O$ $P + Q + R = S$	$S - O =$ T	Invers. - T	1

Tabla 27. Fórmulas generales para la obtención del ahorro anual. Elaboración propia.

La energía consumida se multiplica por el precio correspondiente, ya sea el referente al consumo de forma habitual (primera columna de la tabla anterior) o en del coste de generación fotovoltaica (cuarta columna). El término fijo de la tarifa de acceso se obtiene multiplicando la potencia (contratada con la compañía eléctrica o instalada en la instalación local, según corresponda) por el coste de esa parte de la tarifa (tercera columna), mientras que

en el caso del término variable se multiplica la energía consumida por el coste correspondiente (segunda columna).

El coste total (octava columna) mediante el mecanismo habitual se compone del término de energía (quinta columna) más la suma de los costes asociados a la tarifa variable y fija (columnas seis y siete). El coste total para ese mismo usuario si estuviera acogido al autoconsumo se compone de: el término de energía, multiplicando la energía autoconsumida por el coste de generación fotovoltaico y la comprada a la red por el precio indicado; el de la parte fija de la tarifa de acceso; y el término de peaje variable, teniendo en cuenta que la parte correspondiente al autoconsumo instantáneo no se paga, el diferido solo el 50% y el 100% en el caso de la energía comprada directamente de la red. En el anexo correspondiente se especifica cómo se ha obtenido el ahorro correspondiente al comparar la modalidad tradicional con la de balance neto para un ejemplo concreto.

Ese ahorro anual se resta de la inversión inicial, y en el momento en que ese valor se hace cero se considera amortizada la instalación y el nuevo esquema comienza a ser rentable para el usuario. Sin embargo, cada año hay que tener en cuenta el coste de mantenimiento de la instalación fotovoltaica. Además, anualmente se actualizan el precio de generación fotovoltaica (un 10%), la energía y las tarifas de acceso (un 3%, 5% o 10% según el caso). Los resultados, expresados en años, variarán dependiendo de la evolución de las variables que inciden en el modelo.

A continuación se presentan los resultados del plazo de recuperación para cada tipo de usuario y año en que se acometiera la inversión en función de las variables antes comentadas. En este punto solo se señalan los resultados para las zonas I y IV, mientras que en el ANEJO IX se encuentran los demás valores del “payback”, siempre expresado en años, correspondientes al resto de zonas. En la parte de arriba a la izquierda aparece el año de inversión, la potencia de la instalación fotovoltaica y el tipo de tarifa asociada a ese usuario. Para facilitar el entendimiento de estas tablas, esta es su leyenda asociada:

A	Subida del precio de la electricidad (%): 3%, 5% ó 10%.
B	Porcentaje de la parte variable de la tarifa de acceso cubierta por el usuario de balance neto en el autoconsumo diferido: 20%, 50% ó 90%.
C	Porcentaje de autoconsumo instantáneo, diferido y energía comprada a la comercializadora por parte del cliente de balance neto.
C1	Autoconsumo instantáneo = 30% Autoconsumo diferido = 40% Electricidad adicional comprada = 30%
C2	Autoconsumo instantáneo = 50% Autoconsumo diferido = 30% Electricidad adicional comprada = 20%
C3	Autoconsumo instantáneo = 100% Autoconsumo diferido = 0% Electricidad adicional comprada = 0%

Tabla 28. Leyenda de las tablas del resultado del análisis de plazo de recuperación. Elaboración propia.

Estos son los resultados obtenidos si la inversión se llevara a cabo en 2012 para los tres tipos de tarifa correspondientes:

2012 10kW 2.0A			Zona I			Zona IV		
			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%
C1	B	20%	36,51	27,79	18,82	30,16	23,74	16,64
		50%	39,99	29,95	19,95	33,23	25,73	17,72
		90%	45,62	33,37	21,71	38,31	28,92	19,41
C2	B	20%	31,94	24,89	17,27	26,19	21,13	15,19
		50%	33,93	26,16	17,96	27,93	22,28	15,84
		90%	36,94	28,07	18,97	30,57	24,03	16,8
C3	B	20%	25,15	20,41	14,79	20,45	17,15	12,89
		50%	25,15	20,41	14,79	20,45	17,15	12,89
		90%	25,15	20,41	14,79	20,45	17,15	12,89

Tabla 29. Payback (en años) para una instalación de 10kW de tipo 2.0A en 2012. Elaboración propia.

2012 50kW 3.0A			Zona I			Zona IV		
			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%
C1	B	20%	33,14	26,35	18,55	26,86	22,06	16,1
		50%	35,15	27,68	19,29	28,61	23,27	16,8
		90%	38,22	29,69	20,39	31,3	25,12	17,86
C2	B	20%	29,63	23,98	17,21	23,89	19,96	14,85
		50%	30,81	24,78	17,56	24,9	20,67	15,28
		90%	32,53	25,94	18,32	26,39	21,72	15,91
C3	B	20%	24,34	20,27	15,05	19,57	16,7	12,86
		50%	24,34	20,27	15,05	19,57	16,7	12,86
		90%	24,34	20,27	15,05	19,57	16,7	12,86

Tabla 30. Payback (en años) para una instalación de 50kW de tipo 3.0A en 2012. Elaboración propia.

2012 80kW 3.1A			Zona I			Zona IV		
			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%
C1	B	20%	33,66	26,64	18,67	28,9	23,43	16,87
		50%	35,53	27,88	19,36	30,6	24,59	17,52
		90%	38,38	29,73	18,67	33,19	26,33	18,5
C2	B	20%	30,11	24,26	17,34	25,75	21,24	15,59
		50%	31,22	25,02	17,76	26,74	21,95	16,01
		90%	32,82	26,09	17,34	28,19	22,95	16,58
C3	B	20%	24,76	20,54	15,18	21,06	17,87	13,55
		50%	24,76	20,54	15,18	21,06	17,87	13,55
		90%	24,76	20,54	15,18	21,06	17,87	13,55

Tabla 31. Payback (en años) para una instalación de 80kW de tipo 3.1A en 2012. Elaboración propia.

Y aquí se recogen los valores derivados del mismo estudio si esa inversión se produjera en el 2018 (para las zonas I y IV):

2018 10kW 2.0A			Zona I			Zona IV		
			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%
C1	B	20%	18,91	14,25	8,85	14,87	11,55	7,37
		50%	21,27	15,78	9,65	16,78	12,84	8,09
		90%	25,36	18,34	10,98	20,12	15,04	9,26
C2	B	20%	15,97	12,29	7,79	12,54	9,93	6,46
		50%	17,22	13,14	8,25	13,54	10,62	6,86
		90%	19,2	14,43	8,95	15,13	11,72	7,46
C3	B	20%	11,95	9,5	6,22	9,39	7,63	5,12
		50%	11,95	9,5	6,22	9,39	7,63	5,12
		90%	11,95	9,5	6,22	9,39	7,63	5,12

Tabla 32. Payback (en años) para una instalación de 10kW de tipo 2.0A en 2018. Elaboración propia.

2018 50kW 3.0A			Zona I			Zona IV		
			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%
C1	B	20%	17,61	13,83	8,99	13,63	10,97	7,3
		50%	18,95	14,76	9,5	14,7	11,75	7,76
		90%	21,04	16,2	10,31	14,4	12,97	8,46
C2	B	20%	15,36	12,22	8,05	11,85	9,64	6,49
		50%	14,1	12,75	8,35	12,44	10,09	6,76
		90%	17,21	13,54	8,81	13,33	10,74	7,16
C3	B	20%	12,12	9,85	6,62	9,31	7,71	5,29
		50%	12,12	9,85	6,62	9,31	7,71	5,29
		90%	12,12	9,85	6,62	9,31	7,71	5,29

Tabla 33. Payback (en años) para una instalación de 50kW de tipo 3.0A en 2018. Elaboración propia.

2018 80kW 3.1ª			Zona I			Zona IV		
			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%
C1	B	20%	17,89	13,99	9,05	14,83	11,82	7,78
		50%	19,13	14,85	9,52	15,9	12,58	8,22
		90%	21,08	16,18	9,05	17,57	13,76	8,9
C2	B	20%	15,59	12,37	8,11	12,91	10,41	6,95
		50%	16,3	12,87	8,39	13,5	10,85	7,2
		90%	17,33	13,59	8,11	14,38	11,48	7,57
C3	B	20%	12,32	9,98	6,68	10,16	8,35	5,68
		50%	12,32	9,98	6,68	10,16	8,35	5,68
		90%	12,32	9,98	6,68	10,16	8,35	5,68

Tabla 34. Payback (en años) para una instalación de 80kW de tipo 3.1A en 2018. Elaboración propia.

Si se analizan estos datos en función del año en que se acomete la inversión, solo cabe una conclusión: la modalidad de balance neto alcanzará una rentabilidad mucho mayor a medio plazo. Para la zona I, en función de las circunstancias el “payback” se reducirá entre 8,43 y 20,26 años, mientras que en la zona IV esta reducción estará comprendida entre los 7,57 y los 18,19 años. El factor principal que motivará este hecho será la menor inversión inicial requerida, la cual es muy alta actualmente. A esto se le añade el ahorro anual cada vez mayor por el aumento del precio de la electricidad en el mercado de consumo y la reducción del coste de generación local. Por tanto, el autoconsumo por balance neto a corto plazo no es atractivo tanto por los plazos de recuperación que se manejan como por las perspectivas de mejora en un futuro cercano, lo que retrasa esta inversión para cuando se den unas circunstancias más favorables para los usuarios.

En cuanto a las zonas geográficas, pese a la incertidumbre lógica de las fuentes renovables como la fotovoltaica, manteniendo el resto de condiciones constantes, la rentabilidad es mayor cuanto más favorable sea la zona climática. Si se analizan los datos de las zonas IV y V (ver anejo) para las tarifas 2.0A (10kW) y 3.1A (80kW), se aprecia que pese a unas mejores condiciones de esta última zona, el “payback” es el mismo. Esto ocurre porque en ambos casos la generación es mayor que el consumo, y se perderían excedentes, lo que demuestra la importancia del dimensionamiento de la instalación local para un adecuado aprovechamiento del sistema.

Si se comparan en su conjunto los tres tipos de tarifas y sus correspondientes potencias de instalación, se aprecia que para potencias más elevadas (50kW y 80kW) el comportamiento del modelo con balance neto es más favorable que para la de los usuarios domésticos al alcanzarse un menor coste unitario, reduciéndose esta diferencia en 2018 frente al caso actual y para un mayor nivel de autoconsumo.

Uno de los factores principales en cuanto al aprovechamiento del sistema es el grado de acoplamiento entre generación local y consumo, ya que las condiciones económicas del autoconsumo instantáneo son más favorables que las del diferido, y estas a las del consumo estándar. Una de las posibilidades contempladas es aquella en que todo el autoconsumo fuera instantáneo, consumiéndose solo energía de la red cuando el consumo local fuera insuficiente para cubrir toda la demanda; en esta situación teórica, el ahorro sería máximo. El usuario dejaría de abonar toda la tarifa variable en la parte autoconsumida, ya que toda ella se produciría de forma instantánea. Esto explica que para todas las tablas, las tres últimas filas sean iguales, ya que el porcentaje de la parte variable no afecta al haber solo autoconsumo instantáneo y pagarse de este modo solo la parte fija de la tarifa de acceso.

Por tanto, a mayores acoplamientos, menores tiempos de amortización de la instalación. En los siguientes gráficos se ha fijado una subida de la electricidad del 5% anual y una cobertura del 50% de la tarifa variable, para la zona I.

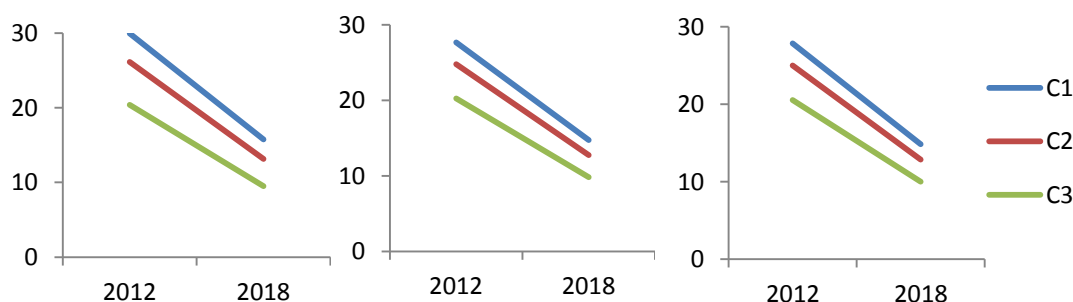


Figura 63. Evolución del payback en función del acoplamiento de 2012 a 2018 en la zona I para una potencia de 10kW (izquierda), 50kW (medio) y 80kW (derecha). Elaboración propia

Otro factor que influye directamente en la rentabilidad de esta modalidad es la proporción de tarifas de acceso a abonar en la nueva modalidad. Para comprobar el efecto de las mismas, se han planteado otros tres escenarios en los que el usuario de balance neto abonaría el 20%, 50% y 90% de la parte variable de las tarifas de acceso respectivamente. Las siguientes gráficas representan el caso con autoconsumo instantáneo del 30% y diferido del 40% con un aumento del precio de la electricidad anual del 5%. En este caso, este parámetro tendrá mayor o menor relevancia en función de la energía autoconsumida de forma diferida.

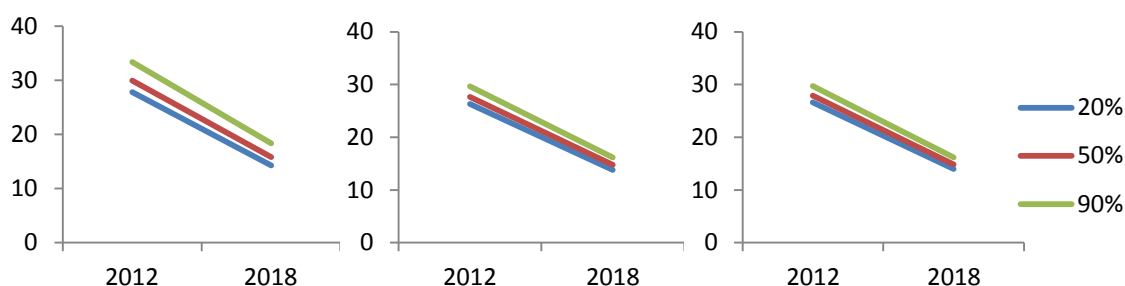


Figura 64.. Evolución del payback en función de la proporción de la parte variable de la tarifa de acceso cubierta de 2012 a 2018 en la zona I para una potencia de 10kW (izquierda), 50kW (medio) y 80kW (derecha). Elaboración propia.

Por último, se analiza el comportamiento del “payback” en función evolución de los precios de la electricidad. Para la elaboración de las siguientes gráficas se ha establecido un autoconsumo instantáneo del 30%, diferido del 40%, comprando el 30% a la comercializadora, y una cobertura de la tarifa variable del 50% en la modalidad de autoconsumo por balance neto. Tanto en ellas como en las tablas se puede apreciar la gran sensibilidad de los resultados en función de la evolución del precio de la electricidad. Es decir, se trata del parámetro más significativo en la evolución de la rentabilidad de los analizados.

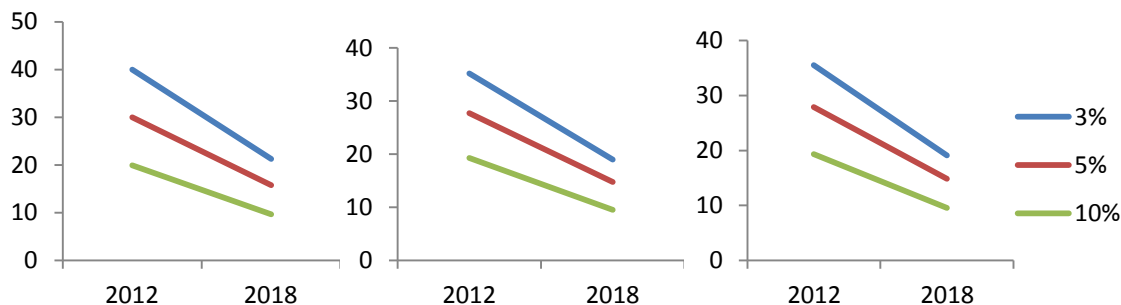


Figura 65. Evolución del payback en función de la subida de la electricidad de 2012 a 2018 en la zona I para una potencia de 10kW (izquierda), 50kW (medio) y 80kW (derecha). Elaboración propia

Tratando las variables de manera conjunta se puede entender el aumento o descenso de las tasas de retorno. Según lo visto anteriormente, el peor escenario posible sería aquel en que el autoconsumo instantáneo fuera lo menor posible (30%), el aumento del precio de la electricidad lo más bajo (3%) y que en la modalidad de balance neto se pagara la mayor cantidad de la parte variable del peaje de acceso; se daría en la zona climática I en la instalación de 10kW. En efecto, este valor es de 25,36 años en 2018 y de 45,62 años en 2012, algo inadmisibles cuando la vida de una instalación fotovoltaica ronda los 30 años.

Para no caer en el error de analizar un caso casi imposible de aplicación en la práctica como es un autoconsumo instantáneo del 100%, se puede comparar el caso más favorable para un autoconsumo instantáneo del 50%. Así, con un aumento de precio de la electricidad del 10% y cubriéndose un 20% de la parte variable del peaje, en la zona V con una instalación de 50kW se podría ahorrar respecto del sistema tradicional una vez pasados 14,64 años si el sistema se instala en 2012 y 6,36 años si la inversión se acomete en 2018.

Un caso intermedio interesante de estudio sería aquel en el que el aumento del precio de la electricidad fuera medio, es decir, de un 5%, la electricidad autoconsumida diferida tuviera que cubrir la tarifa de acceso fija y la mitad de la variable, y el nivel de autoconsumo instantáneo fuera del 30%. De ese modo, en una zona proclive a la energía solar fotovoltaica como la IV, en 2012 la inversión se rentabilizaría en 25,73 años, 23,27 años y 24,59 años para instalaciones de 10kW, 50kW y 80kW respectivamente. Si bajo esas mismas condiciones la inversión inicial se produjera en 2018, los plazos de recuperación serían de 12,84 años, 11,75 años y 12,58 años para las potencias antes señaladas.

Así pues, se deduce que la evolución del autoconsumo por balance neto en nuestro país depende de varios parámetros. Entre ellos, algunos dependen de la evolución del sector eléctrico, como es el precio de la electricidad. Otros dependen de la normativa, como las tarifas a pagar, el coste de servicio de balance neto o las tarifas de cada periodo, ya que los cálculos están realizados con la discriminación horaria de cada tarifa en el momento actual. El avance tecnológico y la curva de aprendizaje tienen un rol muy destacado en el futuro de esta modalidad para cumplir los decrementos de coste de inversión inicial y mantenimiento anual previstos; además, la inclusión de mecanismos que permitan gestionar la demanda para fomentar el autoconsumo instantáneo resulta de gran importancia.

La Unión Española Fotovoltaica llevó a cabo un estudio parecido, pero asumiendo solo un escenario de subida del precio de la electricidad del 10%. De seguir una evolución parecida a la del año 2012, con subidas en enero, abril y julio, este escenario es factible. Los resultados en ese caso son muy similares a los aquí mostrados. En su estudio, además, añaden una comparativa con un escenario con primas. Por ejemplo, para una instalación de 80kW en la zona I con un grado de acoplamiento del 50% y ese mismo porcentaje de peaje variable, con el citado aumento del precio anual de electricidad del 10%, el “payback” sin primas rondaría los 17 años, frente a los 12 de un escenario sin primas. Según UNEF, a partir de 2015 este sistema superaría la tasa de retorno de una conexión con tarifa.

El desequilibrio entre la estructura de costes y tarifas de acceso comentado en el punto anterior se produciría para un nivel de autoconsumo instantáneo elevado, pudiendo ser extensivo al autoconsumo diferido si la parte variable asignada no se ajusta a la realidad española. La CNE cifra la pérdida de ingresos en las tarifas de acceso para un autoconsumo instantáneo del 50% entre el 13% y el 34%.

De este análisis se concluye que actualmente esta modalidad no resulta rentable, pero su evolución esperada hará que se puedan alcanzar valores aceptables en varios años. A su vez, estos cálculos realizados sirven para, en caso de querer fomentar el autoconsumo dadas las ventajas de este nuevo modelo de consumo eléctrico, se pueda instaurar un sistema de incentivos ajustado. Sin embargo, no se debe basar el estudio en los resultados estrictamente económicos ya que no se debe olvidar el componente técnico desde el punto de vista de la gestión de la red.

6. Conclusiones

La elevada dependencia energética y la concienciación social y medioambiental de los ciudadanos ante desastres como el de Fukushima de 2011 hacen que, de cara al futuro, se apueste por las energías renovables en nuestra sociedad. Este cambio se concreta en políticas como el objetivo 20/20/20 de la Unión Europea o el PER 2011-2020. Para el caso particular de la energía solar fotovoltaica, España goza de una ubicación geográfica privilegiada, con una potencia instalada actualmente que la sitúa en los primeros puestos en el ranking mundial. Existe una clara dependencia entre ese desarrollo y el sistema de incentivos vigente en cada momento. Por su parte, el Real Decreto 1/2012 que suprime temporalmente estos incentivos con el objeto de reducir el déficit tarifario existente supone un nuevo escenario menos beneficioso para la generación de energía a través de fuentes de tecnología renovables.

Estamos inmersos en un cambio de modelo de generación de electricidad, desde uno centralizado a través de grandes centrales alejadas de los puntos de consumo a otro distribuido donde generación y consumo están muy próximos. El autoconsumo es el máximo exponente de la generación distribuida, ya que la electricidad se consume en el mismo punto que se produce. Hasta ahora solo resultaba rentable el autoconsumo aislado, es decir, sin conexión a la red.

El autoconsumo por balance neto ayuda a aprovechar toda la generación local, ya sea mediante autoconsumo instantáneo o diferido a través de los derechos de consumo generados cuando se genera más energía de la que se consume. Este sistema permite conjugar la temporalidad de la propia generación con la curva de demanda. Esta forma de autoconsumo será rentable cuando se alcance la paridad de red, en la que influyen el precio de la electricidad y el coste de generación local. Diversos estudios sitúan este escenario para nuestro país a partir de 2016 en función del tipo de instalación fotovoltaica. Además de estas barreras económicas, España debe solventar las barreras legales existentes actualmente.

El esquema de balance neto ya existe, hay ejemplos por todo el mundo, por lo que no es necesario inventar algo partiendo desde cero, sino adaptarlo para las condiciones particulares del caso español. En Estados Unidos se lleva aplicando desde hace varias décadas, mientras que en Europa se está empezando a implantar de unos años a esta fecha. Hay países con condiciones más beneficiosas, como es el caso de Italia, y otros donde no resulta atractivo acogerse a este sistema, como ocurre en Francia. En todos ellos, se combina el balance neto con un sistema de incentivos. La importancia de la elección de la ayuda a estas instalaciones de pequeña potencia es alta, ya que tanto si la cuantía resulta excesivamente alta como si sucede el caso contrario, la curva de aprendizaje de la tecnología se ve afectada negativamente.

El avance de esta tecnología es asimismo importante para reducir los costes de inversión y mantenimiento, pero también lo es para la gestión activa de la demanda con el fin de adaptar las curvas de generación y demanda, tener en cuenta la incertidumbre en la generación, gestionar el flujo de energía bidireccional y asumir desplazamientos virtuales de energía apoyándose en las “smart grids” y los sistemas de medida necesarios.

Pese a ser un país pionero en cuanto a potencia instalada en energía solar fotovoltaica, España no está a ese mismo nivel en términos de normativa. El Real Decreto 1699/2011 simplificaba procedimientos administrativos para instalaciones de pequeña potencia, y el Proyecto de Real Decreto de noviembre de 2011 señala la próxima aprobación de un decreto definitivo.

El límite de potencia instalada elegido podría ser de 100kW. Además, tal y como parece definirse el concepto de titularidad se apuesta por el balance neto individualizado, sin permitirse la agrupación de usuarios para aprovechar las ventajas de este sistema. Para su aplicación se necesita llevar a cabo una inversión en infraestructuras, como es el caso de los contadores, que deben medir toda la energía generada y consumida para realizar los saldos de energía correspondientes y no perder información estadística relevante. Además, es necesario definir claramente la figura legal para no inducir a error, siendo beneficioso crear una figura nueva de “productor-consumidor” ya que si se considera solo una cosa u otra tiene unas implicaciones negativas.

Los puntos normativos que más afectan a la rentabilidad de la modalidad de balance neto son los peajes a incluir y la gestión de la energía excedentaria. En este último aspecto, se apuesta por un sistema de balance neto puro, es decir, sin compensación económica de los excedentes, para no convertir este sistema en una actividad económica. El periodo de vigencia de los derechos de consumo será de un año móvil. Si este periodo fuera demasiado corto, no se podrían compensar adecuadamente, mientras que si fuera demasiado largo se podrían cometer abusos. El hecho de que el año sea móvil también tiene una serie de beneficios frente a un año fijo. El punto débil de este sistema es su mayor esfuerzo administrativo y de gestión. Para ello, otras alternativas serían valorar económicamente esos excedentes u obligar a que la potencia instalada sea menor o igual a la contratada. La elección de los periodos tarifarios y los costes adjuntos a cada uno de ellos tiene una gran relevancia en la gestión de los excedentes.

El balance neto lleva asociado un coste por su servicio y el ahorro para el cliente asociado a esta modalidad viene dado por el menor coste de generar energía localmente frente a una compra de electricidad en el mercado. Además, para la energía autoconsumida instantánea el usuario solo abona la parte fija de la tarifa de acceso, mientras que para la autoconsumida debe abonar además un porcentaje de la parte variable del peaje de acceso. Qué costes debe asumir, y cuáles no, es objeto de debate y motivo de discusión actualmente. Para el sistema, esta cuestión resulta clave ya que en España existe una descompensación entre la estructura de costes y la de tarifas: mientras que la mayoría de los costes son fijos, la mayor parte de la cuantía abonada por los usuarios en las tarifas es variable. El nuevo esquema en sí es beneficioso, pero ante un desajuste como el existente podría suponer un aumento del déficit.

Este esquema aporta numerosos beneficios tanto para los usuarios como para el sistema en su conjunto, y son de índole económica, como la reducción de pérdidas en el transporte de energía, social, con la creación de empleo, y medioambiental. A su vez, supone un reto a la hora de conjugar los distintos intereses encontrados, un esfuerzo en infraestructuras, administrativo y de gestión de ese cambio. Una de sus principales aplicaciones a corto plazo es la implantación en los sistemas extrapeninsulares dadas sus características más favorables.

El plazo de retorno sin primas no es admisible actualmente, pero según la evolución del sistema, la tecnología y la normativa que se implante se podrían obtener datos más favorables en varios años. En la industria se conseguirían mejores resultados que en el mercado residencial. El “payback” mejora a mayor nivel de autoconsumo, zona geográfica con más horas de sol, unos costes de generación e inversión menores y especialmente una mayor subida del precio de la electricidad.

Así pues, se puede concluir que la normativa jugará un papel fundamental en el autoconsumo por balance neto, el cual a su vez supone un gran cambio a favor de la generación distribuida.



Glosario

AEPS: Pennsylvania's Alternative Energy Portfolio Standard.

ANEEL Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil).

APPA: Asociación de Productores de Energías Renovables.

ASIF: Asociación Industria Fotovoltaica.

BOE: Boletín Oficial del Estado.

CER: Certificados de Energía Renovables.

CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Técnicas.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

CTE: Código Técnico de la Edificación.

CUR: Comercializador de Último Recurso.

DH: Discriminación horaria.

DPCA: Distribution Power Coalition of America.

DSIRE: Database of State Incentives for Renewables & Efficiency

EEG: Erneubare Energien Gesetz (Acción para las Fuentes de Energía Renovables).

EIA: U.S. Energy Information Administration

EPIA: European Photovoltaic Industry Association.

ESE: Empresa de Servicios Energéticos.

FENIE: Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de España

GADE: Gestión Activa de la Demanda Eléctrica

GEDELOS-FV: Gestión de la demanda eléctrica doméstica con tecnología solar fotovoltaica.

GSE: Gestore Servizi Elettrici (Gestor de Servicios Energéticos).

FENIE: Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de España.

FiC: Feed in Compensation (Tarifa de compensación).

FiT: Feed in Tariff (Tarifa de suministro).

I+D+i: Investigación, Desarrollo, Innovación.

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

IEA: International Energy Agency.

MINETUR: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

ORSI: Observatorio Regional de Sociedad de la Información de Castilla y León.

OSE: Observatorio de la Sostenibilidad en España.

PANER: Plan de Acción Nacional de Energía Renovables

PER: Plan de Energías Renovables.

PSO: Public Service Obligation (Obligación de Servicio Público)

RAIPRE: Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.

REE: Red Eléctrica de España.

SCE: Sistema de Compensación de Energía.

SREC: Solar Renewable Energy Certificate.

TMR: Tarifa Media o de Referencia

TUR: Tarifa de Último Recurso.

UE: Unión Europea.

UNEF: Unión Española Fotovoltaica.

VSPP: Very Small Power Producer.

Bibliografía / Referencias

Análisis del autoconsumo en el marco del sector eléctrico español.

Gonzalo Sáenz de Miera. Iberdrola. 2012.

Aspectos económicos del Balance Neto con Instalaciones Fotovoltaicas.

Eduardo Collado. ASIF. 2012.

Autoconsumo distribuido para la gestión de la demanda.

Carlos Montoya. IDAE. 2012.

Balance del sistema eléctrico canario 2010.Red de transporte e infraestructuras eléctricas 2008-2016.

Red Eléctrica de España. 2011.

Balance Neto. Requisitos para un autoconsumo viable en España.

UNEF. 2012

BIOPTIMA: Jornada sobre oportunidades de negocio del autoconsumo eléctrico.

Agencia Andaluza de la Energía. Conserjería de Economía, Innovación y Ciencia. 2012.

Consideraciones y análisis del grid parity y net metering en España.

David Pérez. Eclareon. 2011.

El autoconsumo en España. Algunas consideraciones para el despliegue masivo.

Oliverio Álvarez Alonso. Deloitte. 2011.

El Autoconsumo Fotovoltaico previsto en España.

Jornada de ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. ASIF. 2011.

El camino hacia el Auto-consumo en Europa.

Luis Torres. SunPower Corporation. 2011.

El concepto de paridad de red en FV.

Eduardo Collado Fernández. ASIF. 2010.

El estado de las energías renovables en Europa.

EurObserv'ER. 2010.

El sistema eléctrico español: Avance del informe 2011.

Red eléctrica. 2012.

Enabling the european consumer to generate power for self-consumption.

SunEdison. 2011.

Energías del siglo XXI. De las energías fósiles a las alternativas.

Autor: Gregorio Gil García. Año 2008, Ediciones Mundi-Presa.

Estudio de KMPG para ASIF sobre el Informe estratégico para el sector fotovoltaico en España.

KMPG. 2009.

Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables
IDAE. Estudio técnico PER 2011-2020.

Experiencias y oportunidades para el sector eléctrico.
Jornada sobre Generación Distribuida, Autoconsumo y Balance Neto. Endesa. 2012.

Fuentes de energía para la producción de electricidad.
Pedro Rivero, UNESA. Extractos de la conferencia “La energía en el sXXI”, 2007. COIIM.

Gestión de la demanda eléctrica doméstica con tecnología fotovoltaica: sistema GEDELOS-FV.
E. Caamaño-Martín et al. Universidad Politécnica de Madrid. Abril 2012.

Global market Outlook for photovoltaics until 2016.
European Photovoltaic Industry Association. 2012.

Guía básica de la generación distribuida.
Comunidad de Madrid, 2007.

Guía de consumo inteligente.
Red Eléctrica de España. 2011.

Impacto sobre el Sistema Eléctrico.
Jornada sobre el balance neto y autoconsumo en la Comunidad de Madrid. UNEF. 2012.

Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo.
Comisión Brundtland: Nuestro Futuro Común. Oxford: Oxford University Press, 1987.

Informe del Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto.
CNE. 28 de marzo de 2012.

Informe estadística sobre las ventas de energía del régimen especial.
CNE. Actualizado a Febrero del 2012.

Informe estratégico para el sector fotovoltaico en España 2011: hacia el crecimiento sostenido de la fotovoltaica.
ASIF. 2012.

Informe sobre el sector energético español.
CNE. 7 de marzo de 2012.

Informe 39/2011 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de Enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
CNE. 28 de Diciembre de 2011.

Ingeniería Energética. Energía y sociedad.
Antonio Lecuona Neumann. Versión 1/02/10.

Integración Industrial. Generación Distribuida.
Gestamp Solar.

Inversores Fotovoltaicos diseñados para el autoconsumo. La función del inversor en los sistemas de autoconsumo y balance neto.

Carlos Sellas. KOSTAL Solar Electric Ibérica. 2012.

La energía en España, 2010.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2ª Edición. 2011.

Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO.

ORDEN ITC/2794/2007, de 27 septiembre.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO

Photovoltaic Power System Programme. Annual report 2011.

International Energy Agency (IEA).

Plan de Energías Renovables en España (PER): 2005-2010.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Proyecto SECH-SPAHOUSEC. Análisis del consumo energético del sector residencial en España.

IDAE, Secretaría General, Departamento de Planificación y Estudios. Julio 2011.

Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría de Estado de Energía.

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO.

Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO.

REAL DECRETO 1164/2001, de 26 de octubre,

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO.

Smart grids: sistemas electroquímicos para aplicaciones estacionarias.

Lucía Gauchía. Seminario: Sistemas de almacenamiento y conversión de energía para "smart grids". Universidad Carlos III de Madrid. 2011.

Tecnología y mercados. Una visión sobre la innovación.

Juan.A. Avellaner, Soliker (Grupo Unisolar). Jornada sobre Autoconsumo y Balance neto en la Comunidad de Madrid. 2012.

Recursos web

AES Foundation	www.aes.bm
Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF)	www.asif.org
Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA)	www.appa.es
Atersa. Grupo Elecnor. (Web corporativa)	www.atersa.com
Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Técnicas (CIEMAT), Ministerio de Economía y Competitividad	www.energiasrenovables.ciemat.es
Comisión Europea	http://ec.europa.eu/index_en.htm
Comisión Nacional de Energía (CNE)	www.cne.es
Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (DSIRE)	www.dsireusa.org
Departamento de Energía de los EE.UU.	www.energy.gov
Energética XXI (Portal energías renovables)	www.energetica21.com
Energías renovables (Portal de energías renovables)	www.energias-renovables.com
Europa: Síntesis de la legislación en la Unión Europea	www.europa.eu
European Photovoltaic Industry Association (EPIA)	www.epia.org
Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de España (FENIE)	www.fenie.es/inicio.html
Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety of Germany: Legal sources on renewal energy.	www.res-legal.de/en.html
Fundación Ciudadanía y Valores	www.funciva.org
Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE)	www.idae.es
International Energy Agency (IEA)	www.worldenergyoutlook.org
Krannich solar (Web corporativa)	http://es.krannich-solar.com
LFN Photovoltaics (Web corporativa)	www.lfnphotovoltaics.com/
Ministerio de Industria Energía y Turismo	www.minetur.es

Observatorio de la sostenibilidad en España (OSE)	www.sostenibilidad-es.org
Observatorio Regional de Sociedad de la Información de Castilla y León (ORSI)	www.orsi.jcyl.es
Red Eléctrica de España	www.ree.es
Smartcity Málaga	www.smartcitymalaga.es
Solarweb.net (Portal energías renovables)	www.solarweb.net
Sud (Web corporativa)	www.sud.es
Suelo solar (Portal energías renovables)	www.suelosolar.es
SunPower (Web corporativa)	www.sunpowercorp.es
Unión Española Fotovoltaica (UNEF)	www.unef.es
U.S. Energy Information Administration (EIA)	www.eia.gov
Xantrex (Web corporativa)	www.xantrex.com

ANEJO I: El sector eléctrico en España

Desde 2005, las energías renovables han evolucionado considerablemente, plasmándose en un crecimiento del peso dentro del sistema eléctrico español.

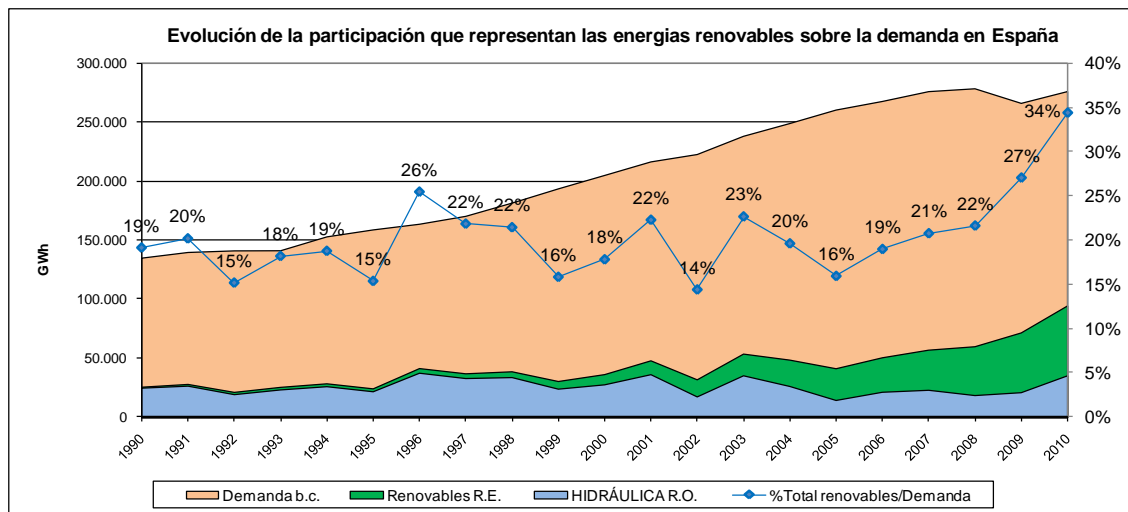


Figura 66. Evolución en la demanda eléctrica de las energías renovables. Fuente: CNE.

La energía de origen eólica ha experimentado un gran crecimiento, frente a un estancamiento de la energía vertida por las plantas de cogeneración. Las instalaciones fotovoltaicas, hasta 2010, experimentaron un crecimiento exponencial, debido en gran parte a una retribución favorable y a la simplificación de las condiciones de conexión de sus instalaciones.

Si se analiza la electricidad en la España peninsular en 2011, se obtiene que el saldo de intercambios internacionales ha sido exportador en 6.105 GWh, un 27 % inferior al del 2010. Este descenso proviene principalmente de un cambio en la interconexión con Francia que, tras ser exportador por primera vez en 2010, volvió a ser importador por un valor de 1.189 GWh. A continuación se detalla el saldo de intercambios internacionales físicos de los últimos años:

Saldo de los intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2007	5.487	-7.497	-261	-3.479	-5.750
2008	2.889	-9.439	-278	-4.212	-11.040
2009	1.590	-4.789	-299	-4.588	-8.086
2010	-1.531	-2.634	-264	-3.903	-8.333
2011	1.189	-2.492	-302	-4.500	-6.105

Saldo positivo: importador; saldo negativo: exportador.

Tabla 35. Saldo intercambios internacionales físicos de energía eléctrica. Fuente: Red Eléctrica de España.

Por su parte, el PANER calcula que en 2020 España habrá un saldo exportador de 25.000 GWh, siempre y cuando aumente la capacidad de interconexión del país con el resto del continente, actualmente la más baja de Europa.

La demanda cayó un 1,2 % respecto al año anterior. Esta caída del consumo eléctrico situó el volumen de demanda al finalizar el 2011 en 255.179 GWh. En la siguiente figura se puede analizar la cobertura de esa demanda. La nuclear se sitúa a la cabeza, seguida de los ciclos combinados; en tercer lugar se han situado la eólica, que pese a la caída mantiene la misma contribución.

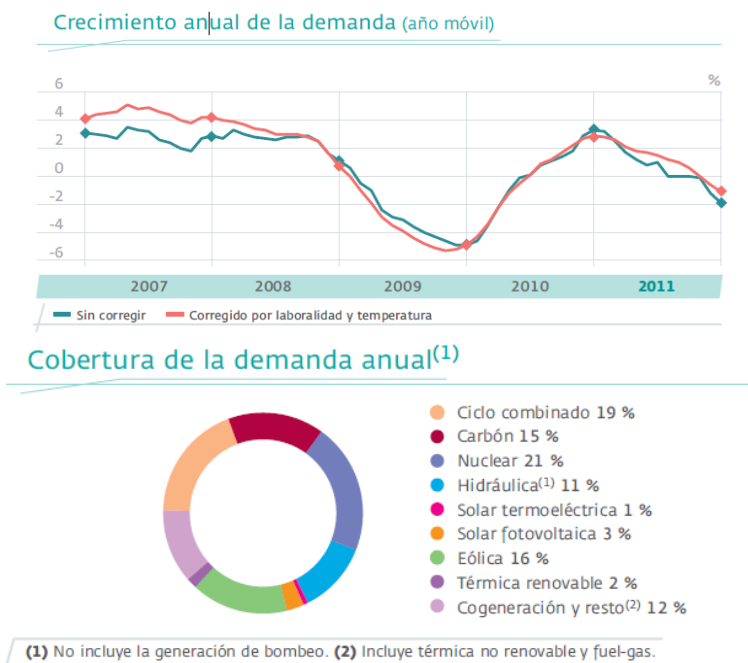


Figura 67. Crecimiento anual demanda eléctrica (arriba) y cobertura de esa demanda (abajo).

Fuente: REE.

Para analizar la demanda diaria, se debe tener en cuenta si el día en cuestión es laborable o festivo, el día de la semana, etc. Si se coge un día laborable aleatoriamente, como es el 14 de marzo de 2012, miércoles, se encuentra la siguiente estructura de demanda de energía eléctrica:

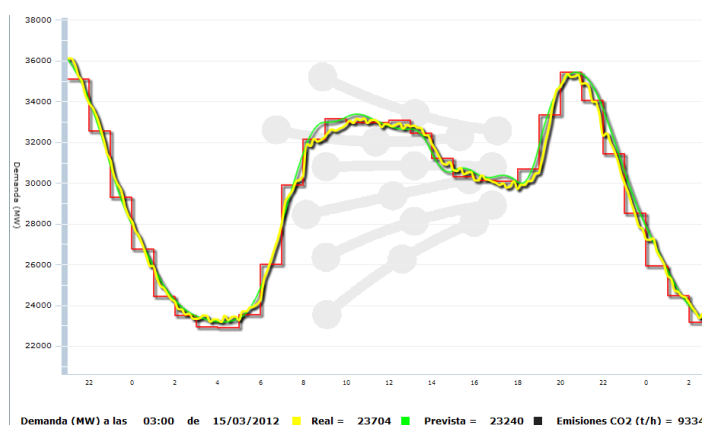


Figura 68. Curva de demanda eléctrica del 14 de marzo de 2012. Fuente: www.ree.es

En estas variaciones influyen el inicio de la jornada laboral, el cierre de los comercios durante el mediodía, la mayor ocupación de los hogares en las horas finales del día, etc. A partir de las 6h de la mañana se produce el ascenso de la demanda eléctrica, con el inicio de la jornada laboral. Entre las 11h y las 12h la actividad de las empresas de servicios es máxima, alcanzándose un valor máximo de demanda en los días de invierno. Entre las 19 y las 20h se alcanza otro valor máximo de demanda en invierno, a diferencia de verano, ya que confluye la

actividad comercial con el aumento de la ocupación de los hogares. Durante las horas nocturnas se produce la demanda mínima diaria, debido a que únicamente la demanda industrial mantiene un consumo importante, aprovechando en parte el menor precio de la energía nocturna.

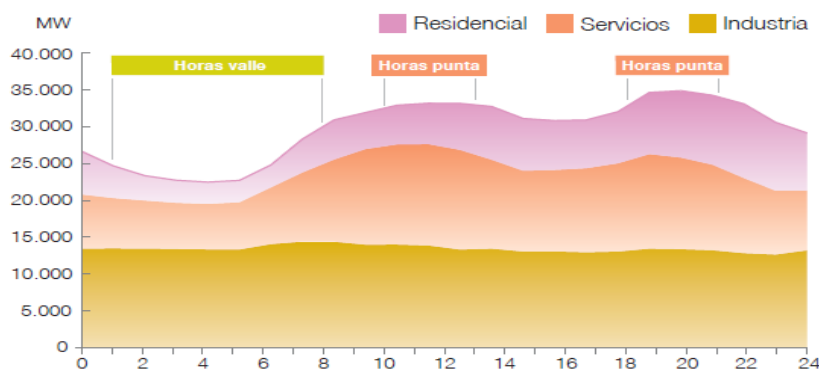


Figura 69. Consumo por sectores un día de invierno. Fuente: REE

Esta información se puede completar con la estructura de generación de ese mismo día. Como se puede ver, frente al resto de las energías renovables - verde oscuro -, la eólica, señalada en verde claro en el gráfico, tiene un gran peso.

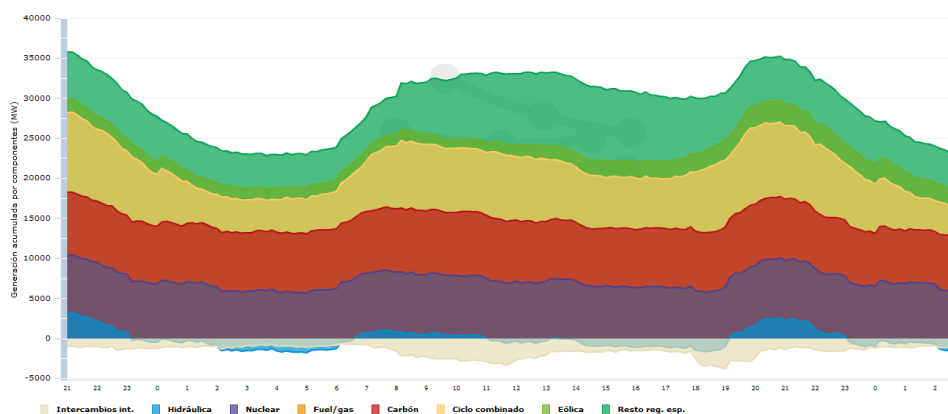


Figura 70. Estructura de generación en un día de invierno. Fuente: www.ree.es

A su vez, si se analiza esa semana completa, desde el lunes 12/03/2012 hasta el domingo 18/03/2012, el perfil de la curva es el siguiente. En ella se puede observar claramente la semejanza entre los días de diario y la variación durante el fin de semana, especialmente el domingo, en el que el consumo en el sector servicios, y sobre todo el industrial, es menor.

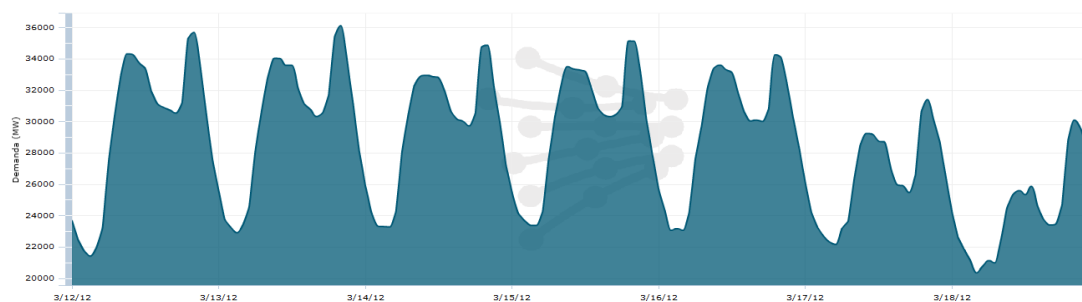


Figura 71. Perfil de demanda de una semana completa en marzo de 2012. Fuente: www.ree.es

Hay que tener en cuenta la componente estacional de la demanda, ya que no es lo mismo el consumo en invierno que en verano. Este factor es especialmente importante para las renovables, en las que la disponibilidad puede ser un problema. Para ver gráficamente

estas diferencias, se eligen dos días laborables, jueves ambos, el 20/01/2011 y el 19/08/2011. A simple vista se aprecia que la estructura de la demanda es diferente. También lo son los valores máximos: mientras que el máximo diario tal día de invierno fue 40351MW y se alcanzó a las 19:55h, el de verano fue 36232MW a las 13:26h.

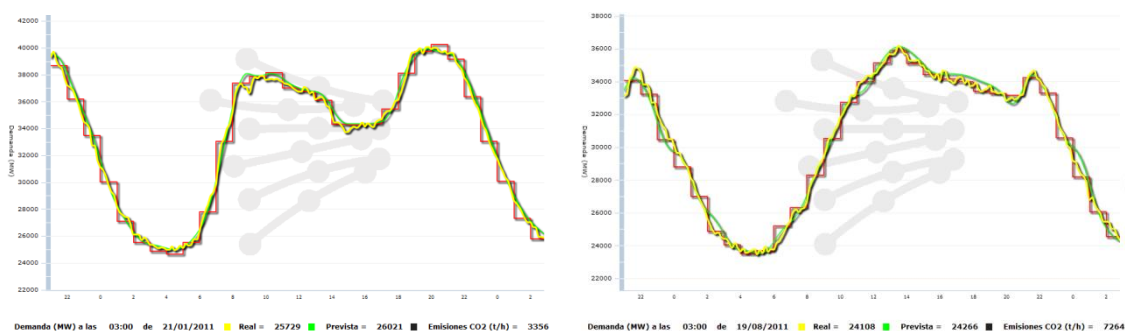


Figura 72. Demanda energía eléctrica en invierno (izquierda) y verano (derecha). Fuente: www.ree.es.

Para el caso particular del sector residencial, especialmente importante en este caso de estudio, el consumo es mayor en los meses de invierno, por el uso de la calefacción y la iluminación, y en verano, por los equipos de aire acondicionado.

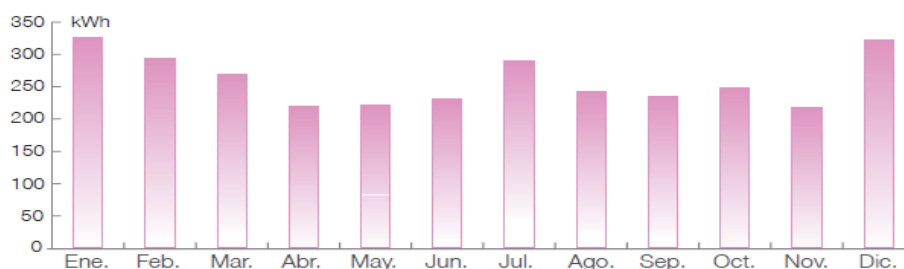


Figura 73. Consumo mensual de un hogar medio. Fuente: REE

En invierno, la curva de los hogares sigue un perfil parecido a la demanda total, pero la punta se produce algo más tarde, entre las 21 y 22 horas. En verano, la curva cambia su aspecto al final del día, y además de la tarde/noche se produce otra punta en las horas centrales del día. Según el dato publicado por Red Eléctrica España, el consumo residencial anual promedio es de 3.232kWh y la potencia contratada de 4kW.

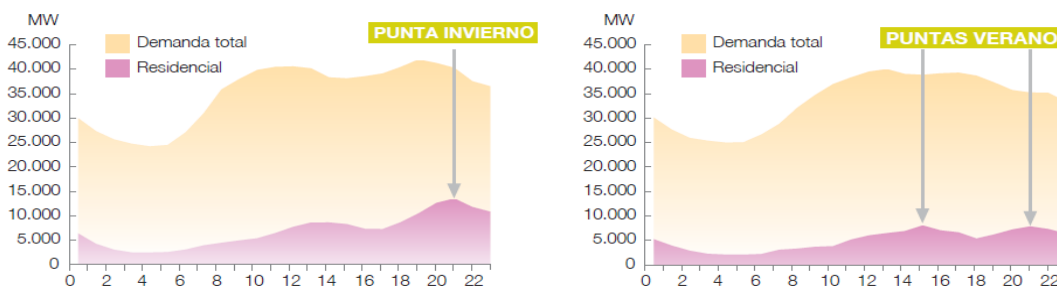


Figura 74. Consumo mensual de un hogar medio. Fuente: REE

Al igual que en el conjunto de los sectores, las energías renovables ganan en peso con el paso del tiempo en el sector residencial, el cual supone un 17% del consumo final total en España y un 25% en la Unión Europea de los 27. En el caso de la demanda eléctrica, los valores son de 25% y 29% respectivamente. Debido al aumento de equipamiento y un aumento del nivel de vida se prevé una tendencia al alza en el futuro en cuanto a su representatividad.

Un hogar medio español consume unos 10.500kWh al año, lo que supone cerca de 0,85 tep anuales, según el proyecto “SECH-SPANHOUSEC” de IDAE. Los menos consumidores son los pisos de la zona del Mediterráneo con 0,53ktep de media anual, frente al 1,69 tep/año de los alojamientos unifamiliares de la zona climática continental. De media, una vivienda unifamiliar consume dos veces más que un piso. De cara a analizar las posibilidades del autoconsumo, un dato importante es que el 70% de los hogares son pisos en bloques. El 92% son viviendas en propiedad, cifra que sube al 98% para las viviendas unifamiliares.

Tal y como indica el CNE en su Informe sobre el sector energético español, de marzo de 2012, España ostenta una de las tasas más altas de incorporación de capacidad de generación eléctrica de origen renovable en Europa. En términos de producción, si se analiza distinguiendo entre régimen especial y ordinario para el conjunto de los sectores, se observa claramente la tendencia al alza de las primeras frente a la baja de las segundas. Por su parte, a potencia instalada aumentó en un 1.9% En términos absolutos, el incremento fue de 1.879 MW, situando la capacidad total de generación al finalizar 2011 en 100.576 MW.

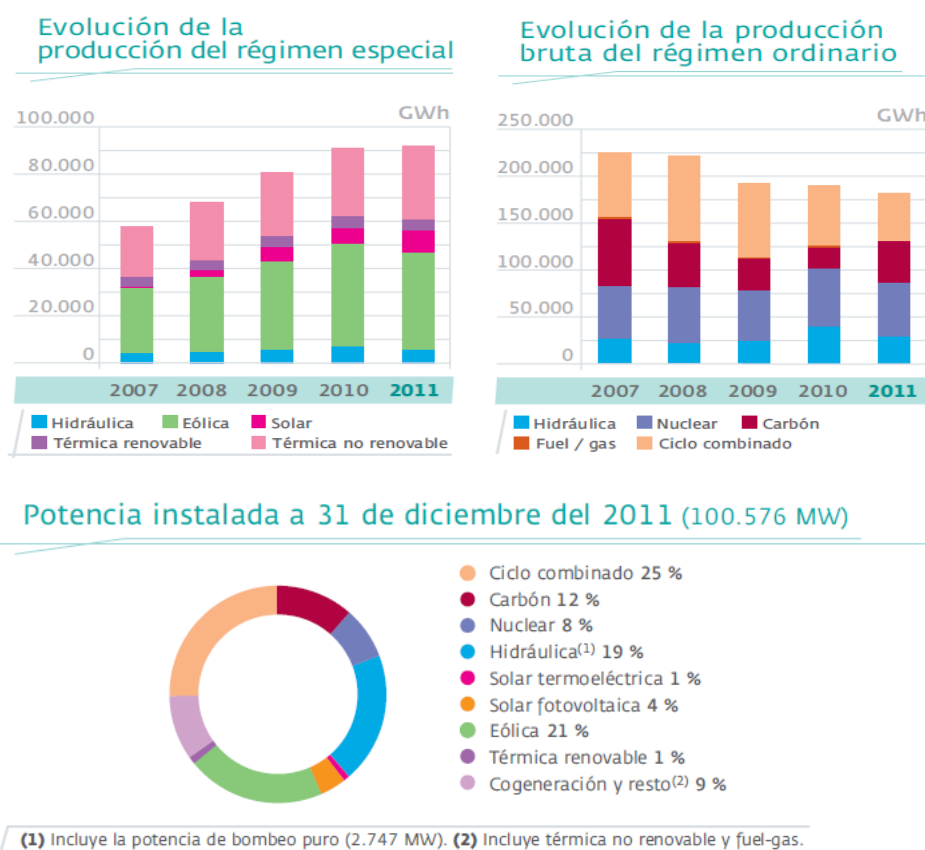


Figura 75. Evolución de la producción del régimen especial y ordinario (arriba) y potencia instalada a 31 de diciembre de 2011. Fuente: REE

Atendiendo a aspectos económicos y organizativos, el sector eléctrico se divide en cuatro actividades: generación, transporte, distribución y comercialización, estando la primera y la última liberalizadas y siendo el transporte y la distribución actividades reguladas. En estas últimas, cuando los costes totales son superiores a los ingresos, se produce el déficit tarifario. El valor de este dato, y su tendencia, es cuestión de preocupación actual y muchas medidas, como la moratoria temporal de las renovables, tienen como objetivo la subsanación de este problema del sistema eléctrico.

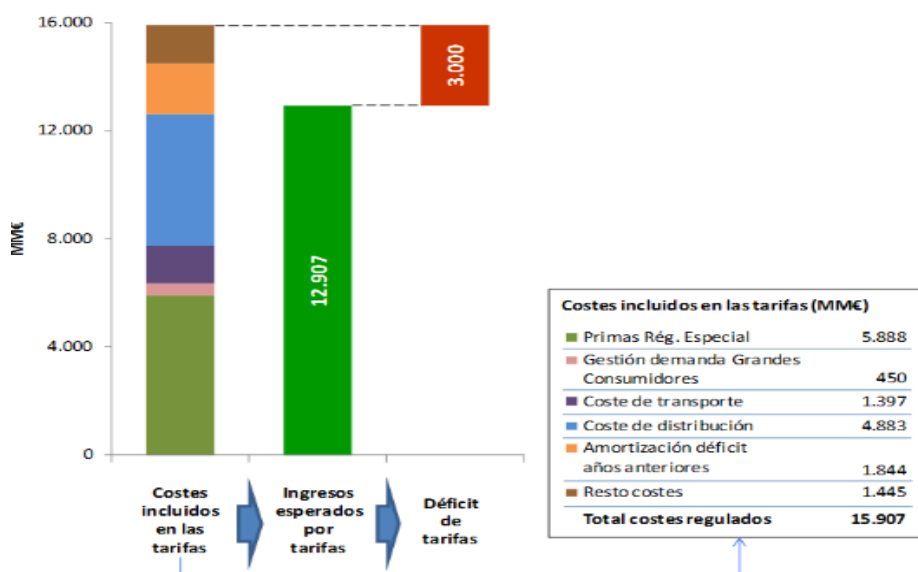


Figura 76. Déficit tarifario: previsión del 2009 para el 2010. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En los costes llamados de Acceso de Terceros a la Red (ATR), las primas suponen más de un tercio de los mismos. En el siguiente gráfico se puede ver además su evolución, significativamente creciente desde el 2006.

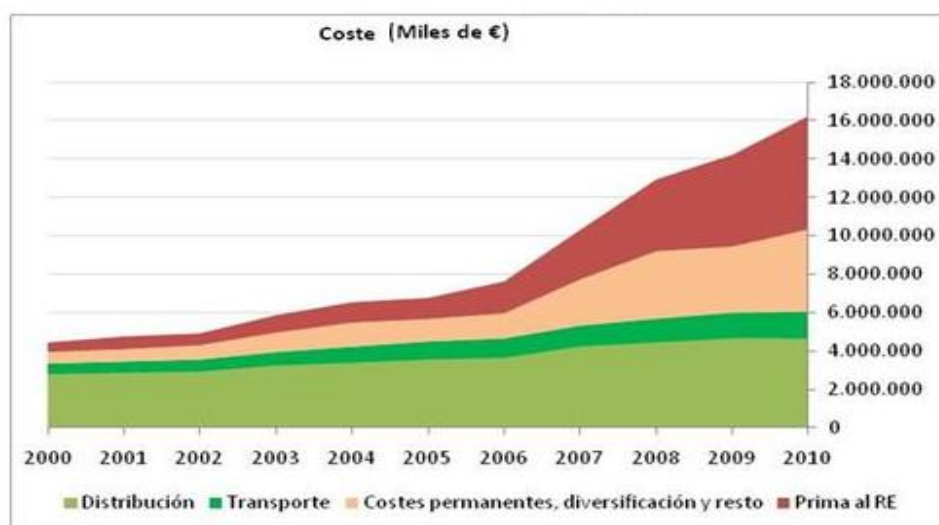


Figura 77. Costes de Acceso de Terceros a la Red: previsión del 2009 para el 2010. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

ANEJO II: Fuentes de energía renovable

Biomasa

Se define como el conjunto de la materia orgánica, de origen vegetal o animal y los materiales que proceden de su transformación natural o artificial. Incluye específicamente los residuos procedentes de las actividades agrícolas, ganaderas y forestales, así como los subproductos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera. Están, además, los llamados cultivos energéticos para la producción de biomasa lignocelulósica, orientada a su aplicación mediante combustión o gasificación.

La producción de "pellets" se ha multiplicado por diez en los últimos tres años, situándose en 2009 en las 600.000 toneladas. La tecnología española destaca, especialmente en gasificación, en instalaciones de cogeneración menores de 2MW. En cuanto a la co-combustión, hay numerosas centrales en pruebas, con sustitución progresiva del carbón, por lo que se prevén importantes avances en el futuro próximo.

Energía hidráulica

Aprovechan la energía potencial de una cantidad de agua de un río, consecuencia de la diferencia de nivel entre dos puntos- para convertirla primero en energía mecánica (movimiento de una turbina) y posteriormente en electricidad. Se llama minihidroeléctrica cuando la instalación goza de una potencia instalada igual o inferior a 10 MW.

Los tipos de centrales se pueden agrupar en tres grupos: centrales de agua fluyente, que tras turbinar un caudal de agua lo devuelven al río; a pie de presa, que aprovechan el desnivel creado por la propia presa; y centrales en canal de riego o de abastecimiento.

En 2010 eran más de 150 empresas las que trabajaban en el sector, con fabricación de equipos 100% nacional. En potencia instalada, España era el tercer país de la Unión Europea con potencial aún por explotar. Las posibilidades de bombeo hacen que haya un interés creciente por esta tecnología.

Eólica

Es la energía obtenida del viento, se basa en la energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas. Se utiliza principalmente para producir electricidad mediante aerogeneradores, que son los encargados de transformar la fuerza cinética del viento en electricidad. Un conjunto de molinos aerogeneradores forman un parque eólico. Además, se gestiona en tiempo real desde el Centro de Control para el Régimen Especial de Red Eléctrica. Cada parque cuenta con una central de control de funcionamiento que regula su puesta en marcha. Su principal inconveniente es su intermitencia, mientras que entre sus virtudes destaca su ausencia de residuos y emisiones dañinas para el medio.

La energía eólica es una tecnología fuertemente implantada en España, siendo el segundo país de Europa en capacidad instalada. En 2010, la potencia instalada era ya superior a los 19.000 MW, con un ritmo de crecimiento de 2.150 MW/año en el período 2005-2009. Es especialmente relevante en el caso de la demanda de energía eléctrica, sumando en 2011 un 16% de la misma.

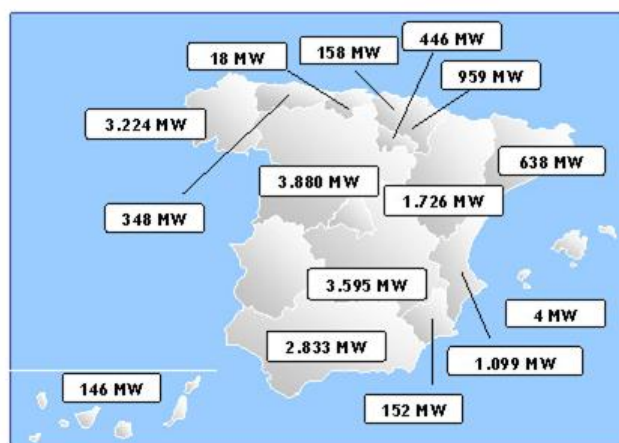


Figura 78. Distribución regional de la potencia eólica en 2009. Fuente: IDAE

Biocarburantes

Son combustibles líquidos o gaseosos para automoción producidos a partir de biomasa, entendiéndose como tal la materia orgánica biodegradable procedente de cultivos energéticos y residuos agrícolas, forestales, industriales y urbanos. En la actualidad se producen a escala industrial tres tipos: biodiesel, bioetanol y biogás.

El año 2009 supuso un boom de esta tecnología:

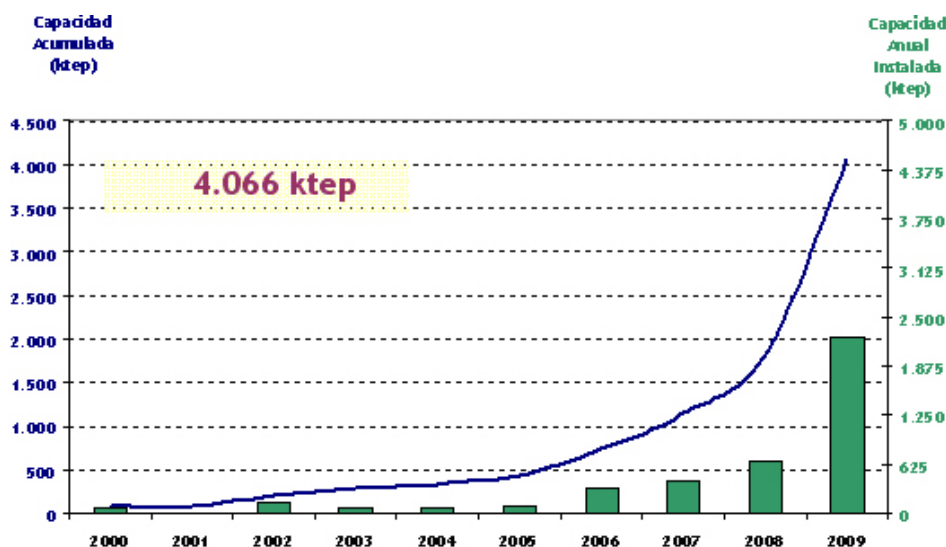


Figura 79. Evolución de la capacidad de producción de biocarburantes en España. Fuente: IDAE

Los retos que plantea el sector son el desarrollo normativo, la verificación y la aplicación de las especificaciones en cuanto a mezclas e investigación en biocombustibles de segunda generación

Energía Geotérmica

Se debe a la diferencia de temperaturas que existen en el interior de la Tierra. En todos estos casos los recursos geotérmicos evaluados son de baja temperatura, entre 50 y 90°C. La única zona con posibilidades de existencia de yacimientos de alta temperatura se localiza en el archipiélago volcánico de las Islas Canarias. En 2009 se creó una plataforma tecnológica con el objetivo de fomentar la energía geotérmica a nivel nacional.

Energía del mar

Las posibilidades de aprovechamiento se centran, sobre todo, en la energía de las olas (undimotriz), de las mareas (mareomotriz), de las corrientes y de la diferencia de temperaturas del agua de la superficie y zonas más profundas.

Energía solar

Indirectamente, el sol está presente en el origen de todas las energías renovables; el calentamiento de la tierra y del agua provoca las diferencias de presión que dan origen al viento, el sol es el agente principal del ciclo del agua, que convierte la evaporación de los océanos en lluvia, y es también actor imprescindible del proceso de fotosíntesis (origen de la biomasa). Sin embargo, se denomina energía solar aquella en la que el sol afecta de una manera directa. Como se ha visto anteriormente, España goza de unas condiciones privilegiadas para su aprovechamiento. Se divide en tres tipos: termoeléctrica, térmica y fotovoltaica.

Energía solar termoeléctrica

Las plantas termoeléctricas se basan en la concentración de los rayos solares sobre un fluido. Cuando este fluido alcanza el grado de ebullición, el vapor que genera se usa para mover una turbina y esta posteriormente genera electricidad.

En apenas unos años, España se ha convertido en referencia de este tipo de tecnología. A su favor está el hecho de que estas plantas pueden tener un importante grado de independencia temporal de la producción eléctrica respecto del recurso solar, característica muy valorada dado que aporta estabilidad al sistema eléctrico. Por contra, sus costes de instalación son superiores a los de una central térmica convencional, lo que frena su expansión a nivel comercial. Los retos que plantea para el futuro son: reducción en los costes de la tecnología, crecimiento a un ritmo sostenible y mejora en la operación e integración.

En su informe sobre el sector energético español de marzo de 2012, la CNE aboga por laminar las primas recibidas por esas centrales para mitigar el desajuste del sistema eléctrico que sufre España como una de sus medidas a adoptar.

Energía solar térmica

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento del calor solar mediante el uso de paneles solares térmicos. Esquemáticamente, su funcionamiento es el siguiente: el colector o panel solar capta los rayos del sol, absorbiendo de esta manera su energía en forma de calor; a través del panel solar hacemos pasar un fluido (normalmente agua) de manera que parte del calor absorbido por el panel es transferido a dicho fluido, cuya temperatura se eleva y es almacenado o llevado directamente al punto de consumo.

Las aplicaciones más extendidas de esta tecnología son el calentamiento de agua sanitaria (ACS), la calefacción por suelo radiante y el precalentamiento de agua para procesos industriales. Actualmente podemos afirmar que el aprovechamiento de la energía solar térmica es una tecnología madura y fiable, que las inversiones realizadas en general son amortizables sin la necesidad de subvenciones, y que se trata de una alternativa respetuosa con el medio ambiente. Entre los retos que plantea esta tecnología está fundamentalmente la promoción de sistemas de apoyo específicos.

La energía solar térmica se vio afectada por la crisis inmobiliaria. Después de la bonanza vivida desde el año 2005, en 2009 hubo una caída del 25% respecto al año anterior. Desde la entrada en vigor del nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE) en 2007, todas las nuevas construcciones están obligadas a instalar sistemas de aprovechamiento de energía solar térmica.

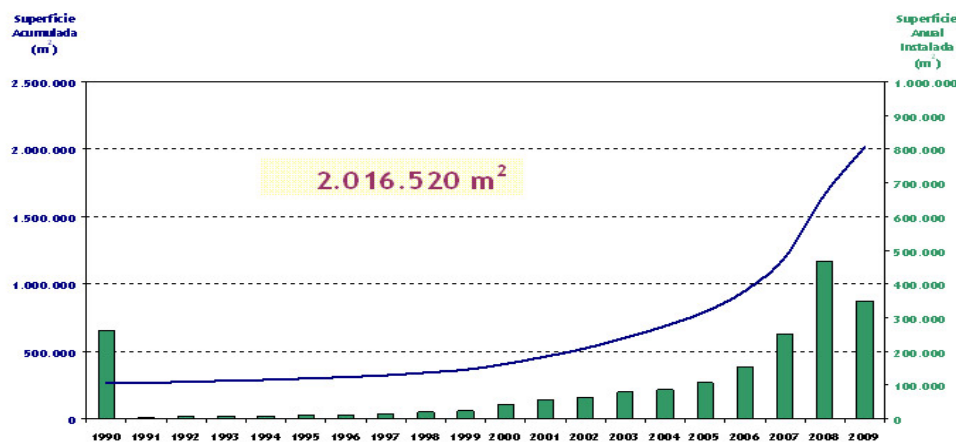


Figura 80. Evolución de la superficie instalada en España. Fuente: IDAE

Energía solar fotovoltaica

El fundamento de la energía solar fotovoltaica es el efecto fotoeléctrico o fotovoltaico, que consiste en la conversión de la luz en electricidad. Este proceso se consigue con algunos materiales que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

Pese a que el 2011 supuso un año de crisis económica, especialmente para Europa, supuso un gran año para la instalación de energía fotovoltaica, donde el modelo del viejo continente se tradujo en un gran aumento de la misma. Alemania es el motor europeo e Italia incrementó su potencia instalada en 2011 de manera espectacular.

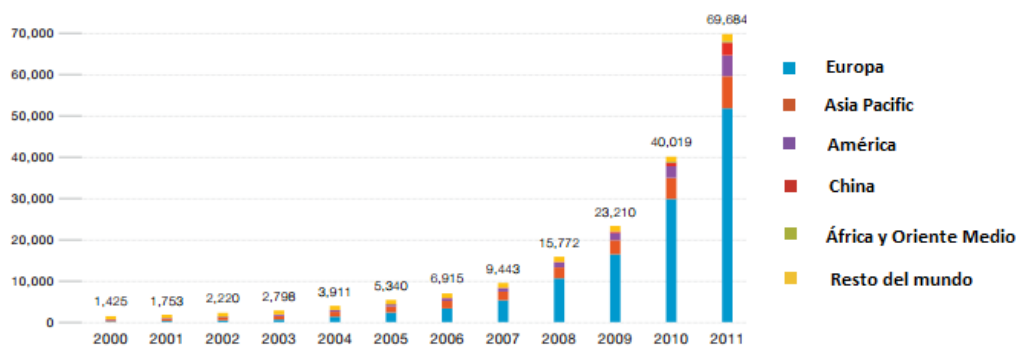


Figura 81. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en el planeta. Fuente: EPIA. Modificado.

En España ha crecido tanto que es una potencia mundial del sector. Toda la energía eléctrica necesaria en España podría ser producida en la mitad de la provincia de Almería, aunque por sí sola no podría abarcar toda la demanda ya que la radiación solar no es continua y se necesitan sistemas de apoyo. Atendiendo a la distribución geográfica de la potencia instalada acumulada en 2010, se observa que Castilla-La Mancha y Andalucía lideran la clasificación nacional. Por provincias, Murcia, Badajoz y Albacete son las más destacadas.

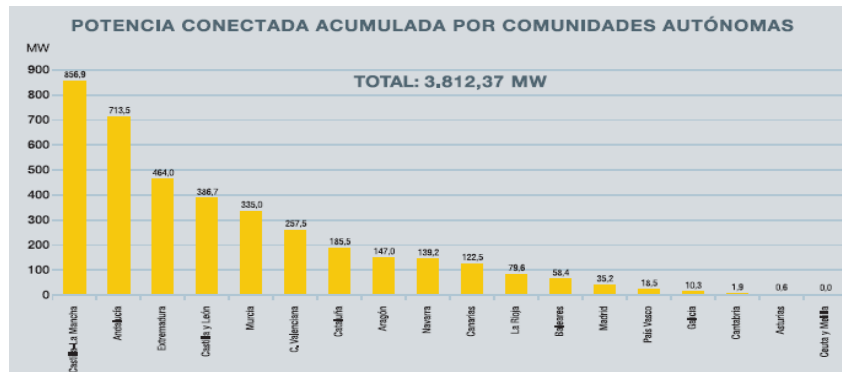


Figura 82. Potencia conectada acumulada por Comunidades Autónomas en 2010. Fuente: CNE.

El valor económico del mercado fotovoltaico español en 2010 era superior a los 1400 millones de euros. Del siguiente gráfico (izquierda) llama poderosamente la atención la gran variabilidad existente y el enorme boom que se vivió en 2008. La huerta solar es modelo más desarrollado en nuestro país y está formada por varias instalaciones solares, cada una de un titular diferente, ubicadas en un mismo terreno. Estas instalaciones pueden ser fijas o con seguimiento, con paneles instalados sobre unas estructuras que se mueven siguiendo el recorrido del sol para maximizar la generación de electricidad. Casi todas las grandes plantas solares se construyeron en 2008.

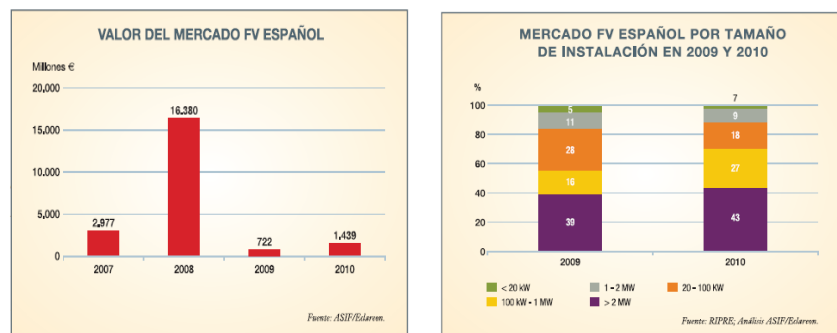


Figura 83. Valor del Mercado fotovoltaico español (izquierda) y dividido por tamaño de instalación (derecha). Fuente: ASIF

Con respecto a las primas recibidas, en el gráfico de la izquierda se puede observar la comparativa entre la energía generada y las primas retribuidas, para poder entender el boom surgido en 2008 ante la reducción de las mismas. Se compara la energía producida (azul) frente a la prima equivalente (rojo). La solar fotovoltaica es la segunda empezando por la izquierda, y se puede ver cómo la prima es muy alta, justo el caso contrario que la energía eólica, en cuarto lugar. En la segunda ilustración se observa la tendencia descendiente desde 2007 de los incentivos a la fotovoltaica hasta su eliminación en enero de 2012.

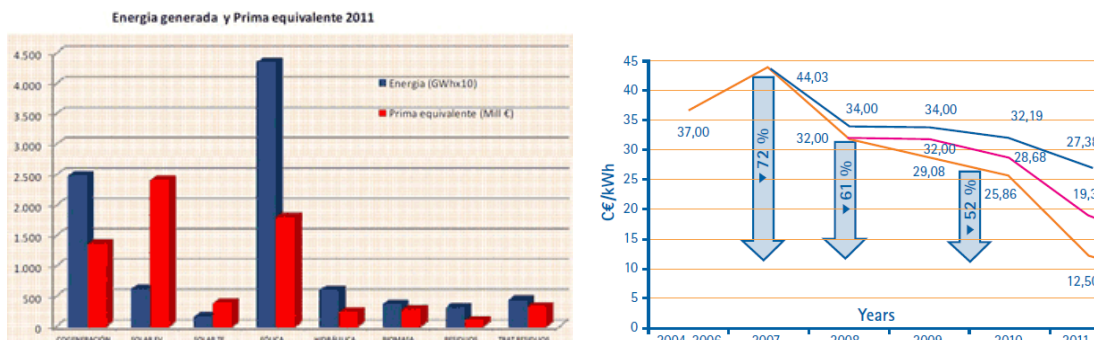


Figura 84. Comparación energía generada y prima equivalente. Fuente: CNE (izquierda). Evolución del Feed in Tariff en España para la fotovoltaica. Fuente: UNEF (derecha).

ANEJO III: Paridad de red

Se dice que se alcanza la paridad de red (en inglés “grid parity”) para un agente se alcanza cuando la tarifa eléctrica se iguala a lo que cuesta producir el kWh con la instalación fotovoltaica (Levelized Cost of Electricity, LCOE). Otra definición señala que la tarifa eléctrica debe ser igual al LCOE más el coste de oportunidad, mientras que se en otra se iguala con lo recibido por cada kWh producido e inyectado a la red. PV legal defiende que la paridad de red se alcanza cuando “para todos los agentes es indiferente económicamente que el titular-consumidor autoconsume o que inyecte electricidad a la red y reciba la tarifa fotovoltaica”. Con esta definición lleva a cabo sus cálculos para analizar la situación de los países europeos.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I = Inversión
 M = Costes de operación y mantenimiento
 E = Energía producida
 r = Tasa de descuento

Una definición completa es la paridad de red dinámica, que se alcanza en el momento en el que el coste de generar electricidad, en nuestro caso con la tecnología fotovoltaica, se iguala al precio al que se compra la electricidad en el mercado minorista, teniendo en cuenta las expectativas futuras del precio de la electricidad y coste del ciclo de vida completo de la instalación. De la misma forma, se define paridad de generación como la igualdad entre el coste de generación fotovoltaico y el precio de la electricidad en el mercado mayorista. Estos dos puntos tienen una gran importancia porque son indicativos de la rentabilidad de esta tecnología. La competitividad de la energía solar comienza al llegar la paridad de red, ya que a partir de ese punto es rentable el autoconsumo frente a la compra de electricidad. A partir del punto de paridad de generación es rentable inyectar electricidad en el mercado diario a través de la energía solar fotovoltaica.

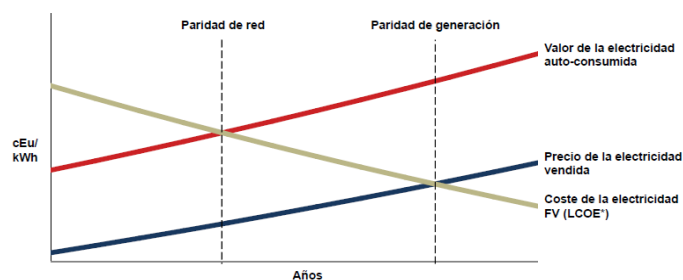


Figura 85. Esquema de la paridad de red y generación. Fuente: Eclareon.

Hay una serie de factores que influyen en la llegada de la paridad de red. El primero de ellos es el potencial de cada zona geográfica, en el caso de la energía fotovoltaica esto se traduce en el nivel de irradiación. España tiene una posición privilegiada, por lo que la energía solar fotovoltaica tiene un gran potencial, como se puede ver en la siguiente figura:

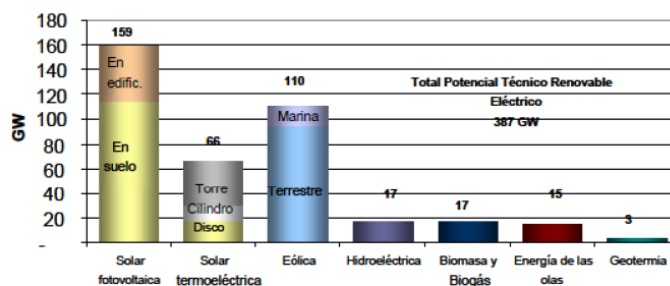


Figura 86. Máximo potencial de generación renovable instalada en España. Fuente: Eclareon.

El segundo factor tiene que ver con el coste del autoconsumo. Hay una parte variable representada desarrollo de la energía fotovoltaica y su integración en el sistema. De ello dependerá el coste de la inversión inicial del sistema y el coste del kWh generado, lo que se traduce en el precio de la energía autoconsumida o inyectada a la red. A medida que se mejora esta tecnología, estos costes se reducen influyendo positivamente en la rentabilidad. Para el caso de la fotovoltaica, tanto en suelo como en tejados, el coste de inversión en una instalación se reducirá si sigue la evolución prevista. La otra parte es la tarifa de acceso o peaje a abonar, cuyo valor depende de cómo se regule en la normativa.

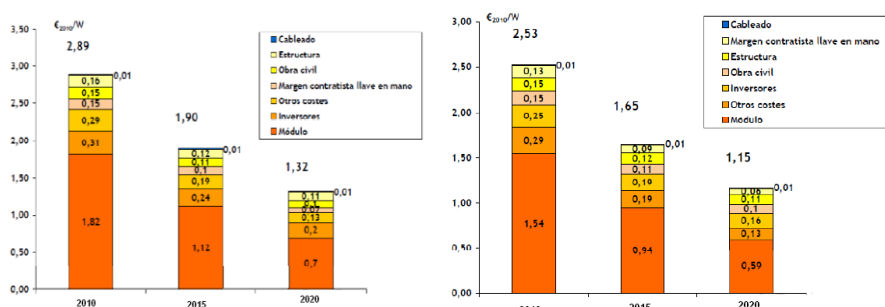


Figura 87. Evolución de costes de inversión en una instalación de tecnología cristalina en tejado (izquierda) y en suelo (derecha). Fuente: Boston Consulting Group

Otro condicionante importante es el precio de la electricidad, tanto el del mercado residencial para medir la rentabilidad del autoconsumo como el del mercado diario para inyectar electricidad en la red. Como se ha visto, la tendencia del precio la electricidad generada con el modelo tradicional está en claro aumento.

Por último, otro factor importante son las barreras legales y las políticas de incentivación de las energías renovables. Las últimas leyes aprobadas han ido encaminadas a la eliminación de estas barreras y a la simplificación de los procedimientos a seguir por parte de las instalaciones de baja potencia. En el caso concreto de la energía fotovoltaica, las primas e incentivos han marcado el ritmo de crecimiento de esta tecnología, por lo que la moratoria a las renovables de enero de 2012 puede hacer que se retrase el momento de alcanzar la paridad de red. Una política de incentivos demasiado alta implica un consumo acelerado de recursos para el desarrollo de la industria sin que dé lugar a una curva de aprendizaje de la tecnología adecuada; en el caso contrario, con incentivos demasiado bajos (o sin ninguno), puede contraerse la inversión. En ambos el resultado es una dilatación en el tiempo a la hora de alcanzar la rentabilidad.

Una ley que se antoja fundamental para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica en nuestro país es la regulación del autoconsumo por balance neto. Tanto las condiciones de dicha ley como la eficacia de la campaña de comunicación de la misma, y especialmente los términos en que este concepto sea regulado, influirán notablemente en el devenir de la energía solar fotovoltaica y el momento en que se alcance la paridad de red.

Cálculos anteriores a la supresión de los incentivos a las energías renovables situaban en 2015 el punto de paridad de red para instalaciones con potencia menor de 20kW (fuentes: EPIA, IDEA). Según la consultora Eclareon, en Canarias se llegó a esta a finales de 2011, mientras que para la media nacional, para PV-Legal y ASIF, según la potencia de instalación se alcanzaría en estas fechas distintas debido a diferencias en las estimaciones.

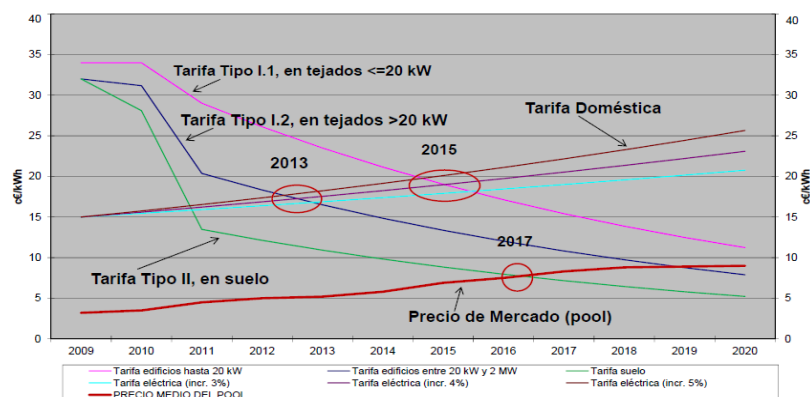


Figura 88. Paridad de la red en España según los tipos de tecnología fotovoltaica. Fuente: ASIF.

Para los productores de electricidad a través de energías renovables que no autoconsumen, la paridad de red se alcanza en comparación con el precio de mercado. Como el precio en el que se inyecta esa energía es menor que la doméstica, tardará más en alcanzarse. En la siguiente figura se puede ver cuándo se alcanzará para cada tecnología según IDAE.

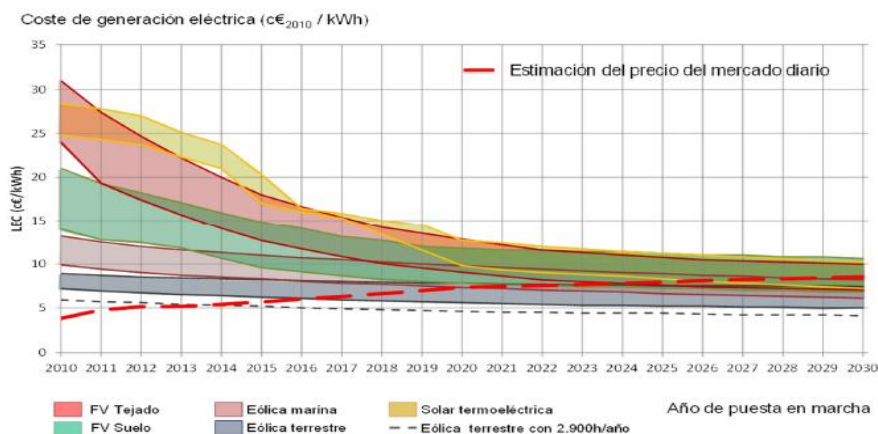


Figura 89. Paridad de red con respecto al precio de mercado. Fuente: IDAE

Se puede observar como la fotovoltaica en suelo lo alcanzaría alrededor del 2020. Este dato no coincide con la estimación de ASIF, realizada antes de la ley 1/2012 que suprimía las ayudas a las renovables. Sin embargo, la siguiente ilustración ayuda a analizar cuándo se prevé que países de nuestro entorno alcancen el punto estudiado en instalaciones fotovoltaicas en suelo con potencias de 500kW y 2,5MW.

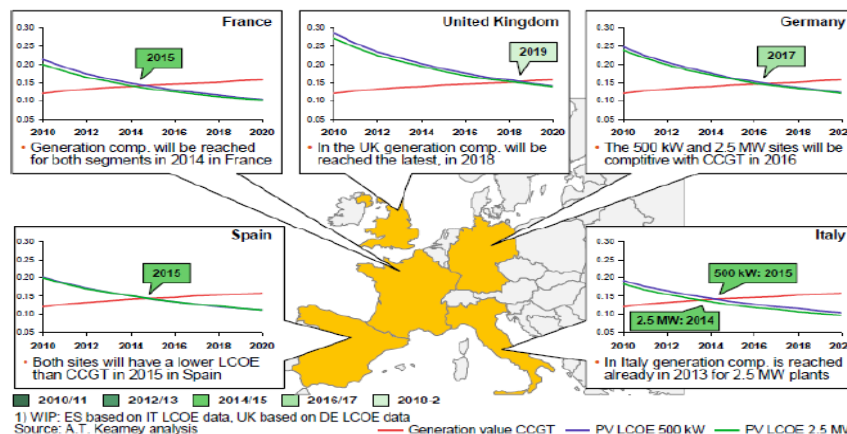


Figura 90. Paridad de red en instalaciones fotovoltaicas en suelo con respecto al precio de mercado en Europa. Fuente: ASIF

ANEJO IV: "Scambio sul posto"

Para poder entender mejor el modelo de autoconsumo italiano, "Scambio sul posto", se van a analizar tres escenarios distintos. En el primero de ellos, se genera más energía de la que se consume, con un valor económico de la energía generada también mayor al de la consumida. El segundo caso es el contrario, tanto la energía generada como su valor es menor. El último caso analizado es aquel en que se inyecta más energía a la red de la que se consume, pero el valor de esta energía inyectada en su conjunto es menor que la consumida. Para todos los casos se aplicará la fórmula explicada:

$$SSP (\text{€}) = \min(D, I) + CUs (\text{cent€}/\text{kWh}) * Es$$

Caso 1

Energía generada > Energía consumida

Valor equivalente energía generada > Valor equivalente energía consumida

En este primer caso, como el valor de energía inyectada por parte del consumidor-productor (I) es mayor que el que suministra la compañía eléctrica (D) se genera un crédito para consumir electricidad en el futuro por valor (I - D). Para saber la retribución económica, la fórmula a aplicar es la siguiente:

$$SSP (\text{€}) = D + CUs (\text{cent€}/\text{kWh}) * Es$$

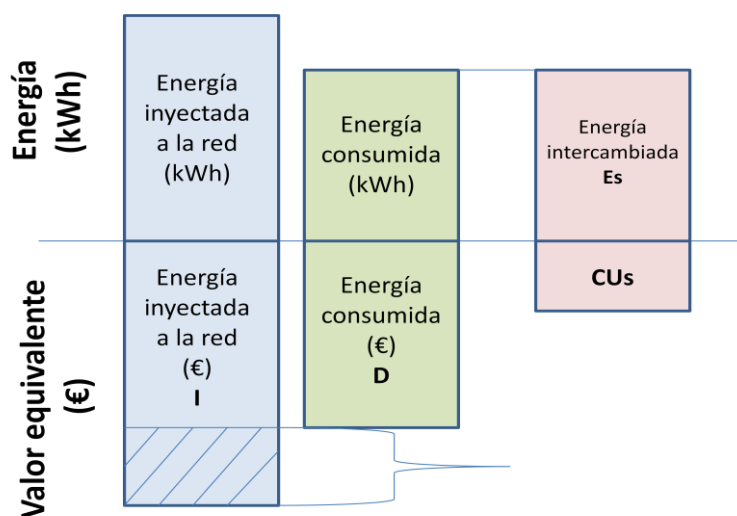


Figura 91. Caso 1 "Scambio sul Posto". Elaboración propia.

Caso 2

Energía generada < Energía consumida

Valor equivalente energía generada < Valor equivalente energía consumida

Aquí, como el valor de energía inyectada por parte del consumidor-productor (I) es menor que el que suministra la compañía eléctrica (D) no se genera ningún crédito para consumir electricidad en el futuro. La contribución económica es la siguiente:

$$SSP (\text{€}) = I + CUs (\text{cent€}/\text{kWh}) * Es$$

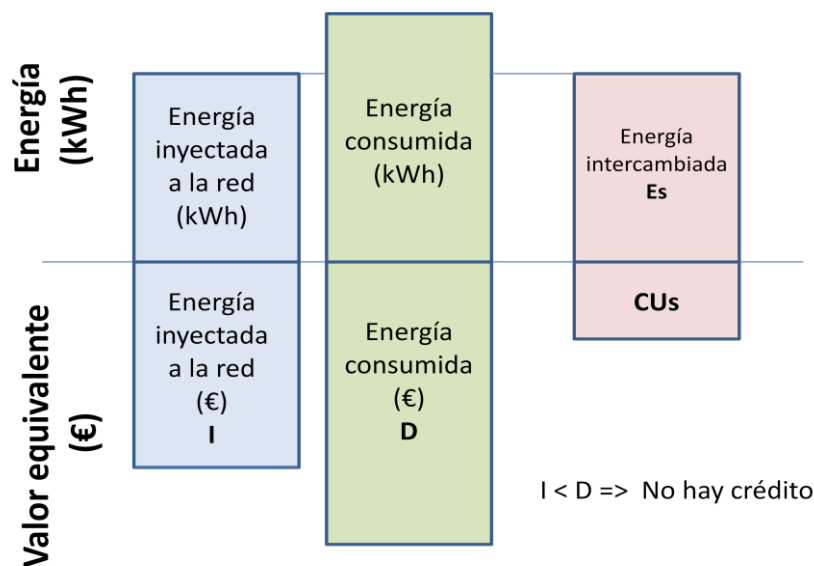


Figura 92. Caso 2 "Scambio sul Posto". Elaboración propia.

Caso 3

Energía generada > Energía consumida

Valor equivalente energía generada < Valor equivalente energía consumida

Esta situación puede darse por el diferente valor de la electricidad según la franja horaria. En este caso tampoco se genera ningún crédito para consumir electricidad en el futuro ($I < D$). La contribución económica es la siguiente:

$$SSP (\text{€}) = I + CUUs (\text{cent€}/\text{kWh}) * Es$$

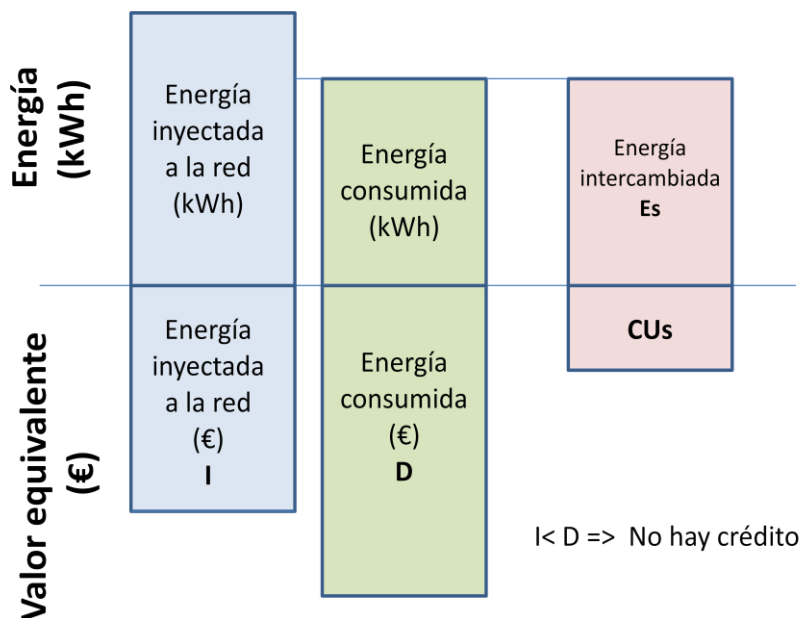


Figura 93. Caso 3 "Scambio sul Posto". Elaboración propia.

ANEJO V: “Net metering” en EE.UU

Junto al ya analizado Estado de California, estos son algunas características de los sistemas de autoconsumo empleados en algunos Estados, con claras diferencias entre ellos.

Arizona

No hay limitación de potencia instalada fija, pero el tamaño no debe exceder el 125% del total de la carga conectada por el consumidor. Si no hay datos para el consumidor, la generación no debe superar el nivel en el que se produciría la caída del sistema eléctrico.

Si se inyecta a la red más energía de la consumida, se genera un crédito para la siguiente factura al precio del mercado residencial. El excedente se actualiza anualmente. Cada compañía debe presentar un informe con la lista de instalaciones que utilizan este sistema y la capacidad instalada de ese año. A la hora de generar dichos créditos, para consumidores con un servicio con periodos valle y punta, se comparan los periodos valle sí, y al igual sucede con los punta.

Arkansas

La capacidad límite en este caso es de 300kW para los edificios no destinados a vivienda, frente a los 25kW de los que sí lo están, sin límite de capacidad agregada. Si hay excedente de electricidad, los consumidores se benefician del mismo en la siguiente factura mensual al precio de la electricidad en el mercado residencial. Al final del ciclo anual, si hubiera un excedente no se compensa.

Las compañías están autorizadas a cobrar una fianza o cargo de cualquier tipo si el coste eléctrico y administrativo del sistema de “net metering” aumenta los costes de distribución y medioambientales a repartir entre la base de consumidores de la compañía.

Colorado

Este Estado distingue entre clientes municipales o de cooperativas y aquellos de inversiones privadas. Para los primeros, el límite de potencia instalada está en 10kW para viviendas y 25 kW para edificios con fines comerciales; en el segundo caso, el límite está en el 120% de la media anual de consumo del cliente.

El excedente energético se remunera mediante un crédito en la siguiente factura a precio de la electricidad residencial. Después del periodo anual de facturación, los consumidores de inversión privada pueden reinvertir el crédito o recibir una compensación económica igual al promedio del coste incremental horario; para los municipios y cooperativas, a la tarifa que consideren apropiada.

Kentucky

En este caso, el límite es de 30kW desde que se regulara en 2008. Si hay un exceso de generación, se devuelve en forma de crédito que se puede consumir en un plazo indefinido, pero se tiene en cuenta en qué día y hora se inyectó esa electricidad para que el crédito esté en concordancia con la generación.

Nueva Jersey

El sistema debe estar dimensionado para que la producción de energía no exceda el consumo anual del consumidor en tal emplazamiento. Hay varias fórmulas para recibir la recompensa por un hipotético excedente: el productor-generador puede recibir el crédito mes a mes a la tarifa residencial y es compensado por el excedente restante a precio de mercado mayorista al final del año de facturación; también puede ser recompensado por todo el excedente en tiempo real atendiendo al precio marginal respectivo de la zona; además, puede firmar un contrato bilateral con la compañía eléctrica suministradora. En este Estado el consumidor puede elegir cualquier mes para comenzar su año de facturación. Junto a esa compensación, cada 1.000kWh generados el consumidor recibe un SREC ("Solar Renewable Energy Certificate"), que puede vender a las compañías eléctricas.

Nuevo Méjico

La capacidad máxima de una instalación no puede superar los 80MW de capacidad para participar de este sistema. El exceso de generación se compensa a través de un crédito mensual o un pago económico por los costes evitados. Si ese exceso resulta ser de menos de 50 dólares en un mes, se descuenta de la siguiente factura; si por el contrario la cifra es superior a ese valor, la recompensa será abonada a través de un pago. Los clientes no son los dueños de los créditos de energía renovable ("RECs") asociados con la generación de electricidad en los sistemas "net metering".

Maryland

La potencia máxima por instalación es de 2MW, salvo para micro-cogeneración que es de 30kW. Todos estos sistemas deben estar destinados a satisfacer parte de la energía que consumirá el cliente, si no toda. Además, deben estar dimensionados para cubrir hasta un máximo del 200% de la energía anual usada por el consumidor. La capacidad agregada debe ser inferior a los 1.500MW.

El exceso de generación eléctrica es devuelto en forma de crédito en kWh durante doce meses. Si al final de ese periodo, que acaba en abril, quedara energía por compensar, se abonará al precio al que fue suministrada. Las compañías eléctricas deben instalar un medidor en la instalación del cliente que mida la electricidad intercambiada en ambas direcciones, y tienen la obligación de ofrecer el una tarifa a los usuarios que autoconsuman electricidad que no sea discriminatoria frente a aquellos que no poseen este sistema.

Ohio

Tampoco existe una limitación de potencia fija, pero ante todo el sistema debe estar diseñado en tamaño para compensar parte o toda la electricidad requerida por el consumidor. En cuanto a la energía excedente, se genera un crédito para la siguiente factura a la tarifa de generación desagregada. Además, al final del periodo de facturación, de 12 meses, si la energía generada excede a la consumida, los consumidores tienen derecho a retribución económica. Existe una tarifa de autoconsumo distinta para los hospitales, que no tienen las mismas limitaciones tecnológicas ni de tamaño.

Oklahoma

El "net metering" está vigente en Estado de Oklahoma desde 1988. El límite de capacidad del sistema es de 100kW. Existe otra restricción, y es que el límite de energía

eléctrica producida al año es de 25.000kW. Las compañías no pueden imponer costes extras para los autoconsumidores, ni pedir un seguro de responsabilidad. Por otra parte, no están obligadas a comprar el exceso de generación de los clientes. Pese a ello, esto varía según la compañía, el excedente puede ser compensado en forma de crédito en la siguiente factura o no.

Pensilvania

Al contrario que en otros Estados, a las empresas eléctricas que operan en la red no se les obliga a ofrecer este sistema. La capacidad instalada máxima, en este caso, varía según el tipo de usuario. Para los clientes residenciales el límite está en 50kW, mientras que para los no residenciales está en 3MW. Aquellos consumidores en un rango de 3MW a 5MW también pueden adherirse a este sistema siempre que pongan su instalación a disposición en caso de emergencias.

El exceso de generación da lugar a un crédito para la siguiente factura al precio del mercado residencial. El año de facturación es del uno de junio al treinta y uno de mayo, con el fin de conciliar este sistema con otros objetivos establecidos en el plan de energías renovables del Estado, el AEPS ("Pennsylvania's Alternative Energy Portfolio Standard"). Una vez cumplido ese ciclo anual, los productores-consumidores son retribuidos a un precio que tiene en cuenta la generación y la transmisión de la energía, pero no la distribución. Si un cliente acogido a este sistema obtiene un 10% o más de reducción en la factura de la electricidad en el año de facturación, debe pagar por su cuota de costes no previstos.

Puerto Rico

El Estado Libre Asociado de Puerto Rico legisló esta forma de autoconsumo en 2007, permitiendo de esta forma el uso de electricidad generada a partir de la energía solar, eólica u otros recursos renovables. La capacidad máxima de estas instalaciones debe ser inferior a los 25kW para viviendas y 1MW para los edificios no residenciales.

El exceso de electricidad supone un descuento en kWh en el siguiente mes, pero este crédito está limitado a un máximo diario de 300kWh para clientes residenciales y 10MWh para los comerciales. El exceso de energía al finalizar el periodo estipulado de doce meses, que acaba en Junio, será compensado de la siguiente manera: el 75% será comprado por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico a un precio de 0,10\$/kWh, mientras que el 25% restante se lo queda la propia Autoridad como crédito para la factura de electricidad de las escuelas públicas.

Rhode Island

Este Estado permite el autoconsumo por balance neto a sistemas de hasta 5MW, pero con la consigna de estar razonablemente diseñados para generar solo hasta el 100% de la electricidad consumida en un año. En términos agregados, debe ser menor del 3% del pico de carga o 2MW para los sistemas menores de 50kW).

El crédito generado por el consumidor no debe exceder el 125% del consumo en kWh. Puede ser llevado a la siguiente factura al precio de la electricidad minorista menos una pequeña cantidad por kWh, o comprado por la compañía eléctrica.

ANEJO VI: Energía excedentaria

Plazo de vigencia de los derechos de consumo diferido

Esta es la tabla completa, con todos los datos desde abril de 2013 a abril de 2015, en la comparativa entre un modelo en el que los excedentes no caducaran y el modelo español, donde la energía excedentaria se pierde si no se ha utilizado en los siguientes doce meses desde su fecha de generación en un periodo de facturación concreto.

Mes	Caso inicial		Sin plazo de vigencia		Plazo de vigencia: 12 meses móviles		
	Excedente generado (kWh)	Derechos de consumo acumulado (kWh)	Excedente generado (kWh)	Derechos de consumo acumulado (kWh)	Excedente generado (kWh)	Derechos de consumo acumulado (kWh)	Derechos caducados (kWh)
abr-13	50	100	50	100	50	100	
may-13	75	175	800	900	800	900	
jun-13	100	275	100	1000	100	1000	
jul-13	200	475	200	1200	200	1200	
ago-13	100	575	100	1300	100	1300	
sep-13	25	600	25	1325	25	1325	
oct-13	-25	575	-25	1300	-25	1300	
nov-13	-75	500	-75	1225	-75	1225	
dic-13	-150	350	-150	1075	-150	1075	
ene-14	-200	150	-200	875	-200	875	
feb-14	-150	0	-150	725	-150	725	
mar-14	-50	0*	-50	675	-50	675	
abr-14	75	75	75	750	75	750	
may-14	75	150	75	825	75	825	250
jun-14	100	250	100	925	100	675	100
jul-14	200	450	200	1125	200	775	200
ago-14	100	550	100	1225	100	675	100
sep-14	25	575	25	1250	25	600	25
oct-14	-25	550	-25	1225	-25	550	
nov-14	-75	475	-75	1150	-75	475	
dic-14	-150	325	-150	1000	-150	325	
ene-15	-200	125	-200	800	-200	125	
feb-15	-150	0*	-150	650	-150	0*	
mar-15	-50	0*	-50	600	-50	0*	
abr-15	75	75	75	675	75	75	

Tabla 36. Tabla completa. Estudio del plazo de vigencia de los derechos de consumo. Elaboración propia.

Tarifas de acceso

Las tarifas de acceso de baja tensión se aplican a los suministros con tensiones inferiores a 1kV. Se dividen en tarifas simples (2.0 A) y generales (3.0 A). Las primeras son válidas cuando la potencia contratada no supera los 15kW. Los suministros acogidos a esta tarifa pueden optar por la modalidad de tarifa de acceso nocturna (2.0NA), por la que se

aplican precios diferentes en las horas diurnas y nocturnas para la energía consumida. Las tarifas 3.0 A, por su parte, se aplican a cualquier suministro de baja tensión.

En el caso de las tarifas de alta tensión (> 1kV) se componen de las 3.1 A y las tarifas generales. La primera recibe el término de tarifa específica de tres periodos, y es válida siempre que la tensión esté en un rango comprendido entre 1 y 36kV y la potencia contratada sea inferior a 450kW en cada uno de los periodos tarifarios.

Las tarifas de acceso, junto al coste de la energía, forman los costes totales del suministro eléctrico. El contrato entre usuario y comercializador es anual, salvo los casos de contratos de temporada, con una duración menor de doce meses de forma repetitiva, y los contratos eventuales, los cuales tienen un recargo en el término de potencia.

El coste de la energía estimado (CE en la figura 51) se calcula con la siguiente manera:

$$CE = [(CEMD + SA)x(1 + PR) + CAP]x(1 - PERD)$$

donde CEMD es el coste estimado de la energía en el mercado diario, SA el sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema, PR la prima de riesgo derivado del desfase entre el momento en que el comercializador compra la energía y el que la entrega al consumidor, CAP el pago por capacidad de generación o garantía de potencia, y PERD el coeficiente de pérdidas -diferencia entre la energía generada y el consumo leído en el contador del consumidor-.

El término de energía (TEU) se compone del CE y un término de energía de la tarifa de acceso (TEA), el cual está fijado por la Orden de Tarifas de Acceso correspondiente). Influyen tanto la energía activa como reactiva. En el segundo caso, se aplica para todos los periodos tarifarios, salvo el tercero para las tarifas 3.0A y 3.1A, y el sexto para las tarifas 6 –con la condición de que exceda el 33% del consumo de energía activa-. Para los clientes acogidos a la tarifa simple 2.0A de un solo periodo no es obligatorio disponer de un contador de reactiva instalado, sino de los equipos de corrección del consumo de energía reactiva oportunos para alcanzar un mínimo del 50% del consumo de activa. El término de potencia (TPU) está formado por el margen de comercialización (MCE) y un término de potencia de la tarifa de acceso (TPA).

Si se quisieran consultar los valores más recientes tanto del TEU y del TPU, como de los costes que componen las tarifas de acceso, habría que consultar la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre.

Por su parte, el precio de referencia de la electricidad (PRE), utilizado por ejemplo para el cálculo de la paridad de red, se calcula como la suma del TEU, incluyendo tanto el CE como el TEA, y el Impuesto Especial de la Electricidad (IEE).

Con respecto a la importancia de estas tarifas de acceso frente al precio de la electricidad en el mercado diario, la siguiente tabla muestra el valor promedio de estos peajes según la tarifa, definida por su tensión y su potencia máxima contratada.

En ella se puede apreciar que su valor oscila en torno al 40% del precio total medio, luego se puede concluir que la definición de los peajes incluidos para los usuarios de balance neto tiene mucha relevancia en la rentabilidad de esta modalidad para el usuario.

N.T.	Potencia Contratada Máxima	Nº períodos equipo de medida	Período	Precio medio Peaje (EUR/MWh)	Precio medio Mercado (EUR/MWh)	Precio medio total (EUR/MWh)
B.T.	<= 10 kW	1	1	84,2	95,7	179,9
B.T.	<= 10 kW	2	1	82,3	98,5	180,8
			2	16,1	67,6	83,6
B.T.	>10 kW y <=15kW	1	1	104,2	100,5	204,6
B.T.	>10 kW y <=15kW	2	1	87,7	106,4	194,1
			2	27,4	78,3	105,7
B.T.	>15 kW	3	1	80,8	122,6	203,3
			2	60,6	100,3	161,0
			3	34,9	71,4	106,3
M.T.	<=450 kW	3	1	64,9	111,5	176,3
			2	60,4	92,7	153,1
			3	46,3	67,1	113,5

Tabla 37. Importancia de los peajes en el precio de la electricidad. Fuente ASIF

Discriminación horaria

En el cuerpo del proyecto se recogen la modalidad de dos y tres periodos. Existe otra posibilidad para las tarifas generales de alta tensión (tarifa 6). Se mantiene la división de las cuatro zonas geográficas, pero la división de los periodos tarifarios se realiza en función del tipo de día. Para entender esta clasificación, es necesario considerar las definiciones de temporada alta, media y baja para la normativa española.

Tipo	Definición
A	De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde
A1	De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana.
B	De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de mañana.
B1	De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de tarde.
C	De lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.
D	Sábados, domingos, festivos y agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

	Temporada alta con punta de mañana y tarde	Temporada alta con punta de mañana	Temporada media con punta de mañana	Temporada media con punta de tarde	Temporada baja
Península	Dic / Ene/ Feb	Jun (2ª quincena) / Jul	Jun (1ª quincena) / Sep	Nov / Mar	Abr / May / Ago / Oct
Baleares	Jun / Jul / Ago / Sep			Ene / Feb / May / Oct	Mar /Abr / Nov / Dic
Canarias	Sep / Oct / Nov / Dic		Jul / Ago	Ene / Feb	Mar / Abr / May / Jun
Ceuta	Dic / Ene / Feb / Ago		Jul / Sep	Mar / Nov	Abr / May / Jun / Oct
Melilla	Ene / Feb	Jul / Ago	Jun / Sep	Dic / Mar	Abr / May / Oct / Nov

Tabla 38. Definición de los tipos de día (arriba) y temporadas según territorio (abajo) referentes a la discriminación horaria. Elaboración propia.

Los periodos están formando por el siguiente número de horas/día para los tipos de día antes mencionados:

	A	A1	B	B1	C	D
Periodo 1	6	8				
Periodo 2	10	8				
Periodo 3			6	6		
Periodo 4			10	10		
Periodo 5					16	
Periodo 6	8	8	8	8	8	24

Tabla 39. Horas/día de cada tipo de día que conforman los distintos periodos de la tarifa 6. Elaboración propia.

Los horarios a aplicar en cada uno de los periodos tarifarios son los siguientes:

Zona 1: Península:

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 10 a 13 h. De 18 a 21h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 10 h. De 13 a 18h. De 21 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 16 a 22 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Zonas 2 y 3: Baleares y Canarias:

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 11 a 14 h. De 18 a 21h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 11 h. De 14 a 18h. De 21 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 16 a 22 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Zona 4: Ceuta y Melilla:

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 12 a 15 h. De 20 a 23h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 12 h. De 15 a 20h. De 23 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 17 a 23 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 17 h. De 23 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 40. Horarios de los periodos tarifario por zonas en la tarifa 6. Fuente: BOE, Real Decreto 661/2007, de 15 de mayo.

ANEJO VII: Tecnología

Módulo fotovoltaico

Un panel solar está formado por células fotovoltaicas, las cuales se componen de dos capas: una superior de silicio dopado de tipo negativa, con más electrones libres que en una de silicio puro, haciendo que la red cristalina esté cargada negativamente; y otra inferior de silicio dopado positivo en el que sucede el caso contrario. Los fotones penetran en la primera capa y son absorbidos por materiales semiconductores. Al interaccionar con electrones, se liberan átomos anteriormente confinados.

Este es un ejemplo de una hoja de características de un módulo fotovoltaico, donde el parámetro más relevante es el de la eficiencia, es decir, la potencia que puede generar por metro cuadrado de instalación:

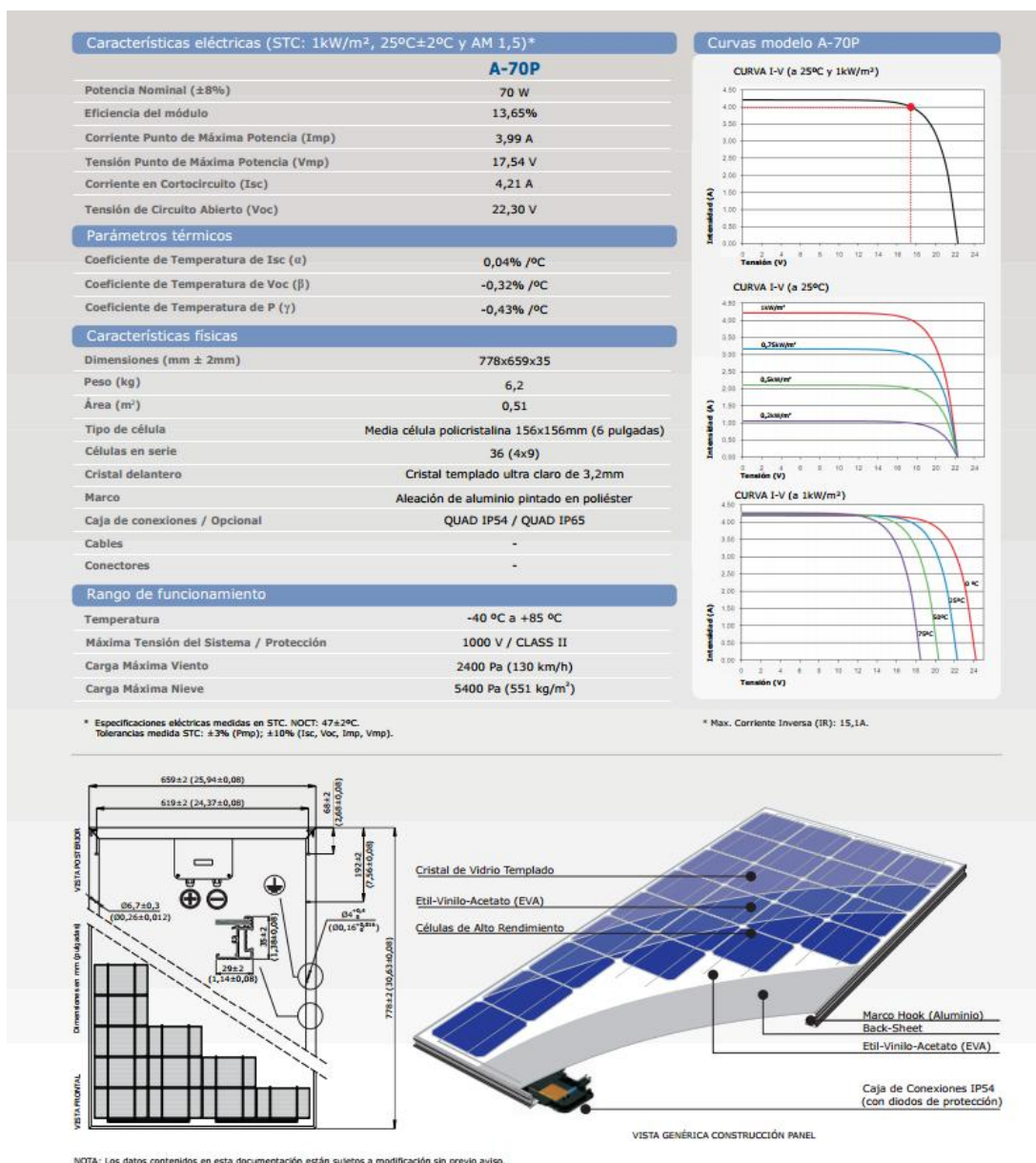


Figura 94. Hoja de características de un modulo fotovoltaico. Fuente: Atersa.

Inversor fotovoltaico

Los inversores “Grid Tie Inverter” pueden funcionar en dos modos: cuando la generación fotovoltaica es mayor que la demanda y viceversa. En el primer caso, un sistema de control casa producción local y demanda y vierte a la red el excedente de energía, sincronizando automáticamente la corriente alterna de salida con la tensión y frecuencia de la red. En el segundo caso, al detectar ausencia de corriente en la red interna, ordena la inyección de electricidad de la red de distribución, que llega en un tiempo del orden magnitud de milisegundos, evitando así cortes de suministro.

Se caracterizan por su tensión de entrada, potencia máxima y eficiencia entre la potencia de salida y de entrada. El parámetro que clasifica su mejor funcionamiento es el rendimiento. Los hay de varios tipos: de montaje en módulo, “string” para bajas potencias y central para altas, y “multi-tracker”, que optimiza la respuesta frente a perturbaciones. A continuación se reproduce un ejemplo de hoja de características de un inversor interactivo, necesario para el correcto funcionamiento de la modalidad del balance neto:

Xantrex™ GT Series Grid Tie Solar Inverters

Electrical Specifications - Output										
Models	GT5.0		GT4.0N		GT3.8		GT3.3N		GT2.8	
Max. AC power output	5000 W	4500 W	4000 W	3800 W	3800 W	3500 W	3300 W	3100 W	2800 W	2700 W
AC output voltage (nominal)	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V
AC output voltage range	211 to 264 Vac 183 to 229 Vac									
AC frequency (nominal)	60 Hz									
AC frequency range	59.3 to 60.5 Hz									
Max. continuous output current	21 A	22 A	16.7 A	18.3 A	15.8 A	16.8 A	13.8 A	14.9 A	11.7 A	13.0 A
Max. output over-current protection	30 A		25 A		20 A		25 A		15 A	
Max. utility backfeed current	0 A									
Total harmonic distortion (THD)	< 3 %									
Power factor	> 0.99 (at rated power), > 0.95 (full power range)									
Utility monitoring, islanding protection	UL1741-2005 / IEEE 1547									
Output characteristics	Current source									
Output current waveform	True sine wave									
Electrical Specifications - Input										
Max. array open-circuit voltage	600 Vdc									
MPPT voltage range (CEC & CSA)	240 to 550 Vdc		240 to 480 Vdc		195 to 550 Vdc		200 to 400 Vdc		195 to 550 Vdc	
MPPT operating range	235 to 550 Vdc		235 to 550 Vdc		195 to 550 Vdc		200 to 550 Vdc		193 to 550 Vdc	
Max. input current	22.0 Adc	20.0 Adc	18.0 Adc	17.0 Adc	20.8 Adc	19.5 Adc	17.5 Adc	16.5 Adc	15.4 Adc	14.9 Adc
Max. array short-circuit current	24.0 Adc									
Reverse-polarity protection	Short-circuit diode									
Ground-fault protection	GF detection, IDIF > 1 A									
Max. inverter efficiency	95.9%	95.5%	96.0%	95.7%	95.9%	95.6%	95.9%	95.6%	95.0%	94.6%
CEC efficiency	95.5%	95.0%	95.5%	95.0%	95.0%	95.0%	95.5%	95.0%	94.0%	93.5%
Night-time power consumption	1 W									
Environmental Specifications										
Operating temperature range	-13°F to 149°F (-25°C to 65°C)									
Enclosure type	NEMA 3R (outdoor rated)									
Inverter weight	58.0 lb (25.8 kg)		58.0 lb (25.8 kg)		58.0 lb (25.8 kg)		49.0 lb (22.2 kg)		49.0 lb (22.2 kg)	
Shipping weight	65.0 lb (27.2 kg)		65.0 lb (27.2 kg)		65.0 lb (27.2 kg)		57.0 lb (25.9 kg)		57.0 lb (25.9 kg)	
Inverter dimensions (H x W x D)	28.5 x 16 x 5.75" (72.4 x 40.3 x 14.5 cm)									
Shipping dimensions (H x W x D)	34 x 20.5 x 10.3" (86.6 x 51.8 x 26.2 cm)									
Mechanical Specifications										
Mounting	Wall mount (mounting bracket included)									
Input and output terminal	AC and DC terminals accept wires sizes of #14 to #6 AWG									
PV / Utility disconnect	Eliminates need for external PV (DC) disconnect. Complies with NEC requirements									
Cooling	Convection cooled, fan not required									
Display	Backlit, two-line, 16-character liquid crystal display provides instantaneous power, daily and lifetime energy production, PV array voltage and current, utility voltage and frequency, time online "selling", fault messages, and installer-customizable screens									
Communications	Integrated RS232 and Xantbus™ RJ45 communication ports									
Wiring box	PV, utility, ground, and communications connections. The inverter can be separated from the wiring box.									
Warranty	10-year standard									
Model number (negative ground)	GT5.0-NA-240/208 UL-05		GT4.0N-NA-240/208 UL-05		GT3.8-NA-240/208 UL-05		GT3.3N-NA-240/208 UL-05		GT2.8-NA-240/208 UL-05	
Part number (negative ground)	864-1009		864-1008		864-1032		864-1006		864-1001	
Positive ground inverters are also available by special order										
Regulatory Approvals										
Certified to UL1741 1st Edition: 2005 version CSA 107.1-01 CSA 2 C22.2 No.107-1-01 general use power power supplies.										

Figura 95. Hoja de características de un inversor solar “Grid Tie Inverter”. Fuente: XANTREX.

ANEJO VIII: Sistemas extrapeninsulares

A continuación se muestra el balance eléctrico anual de 2011 para los cuatro sistemas extrapeninsulares españoles. En el caso de la potencia instalada, a finales de ese mismo año su valor para las Islas Baleares era de 65MW, produciéndose un aumento del 16,8% respecto al año anterior. En Canarias, este valor asciende a los 130MW, con un incremento del 4% frente al 2010. Se puede comparar el peso de estas tecnologías en cada caso con la península. Las Islas Canarias, pese a su posición privilegiada, tienen un valor semejante en porcentaje al de la Península. El balance neto puede producir un mayor desarrollo de esta tecnología en esta Comunidad Autónoma.

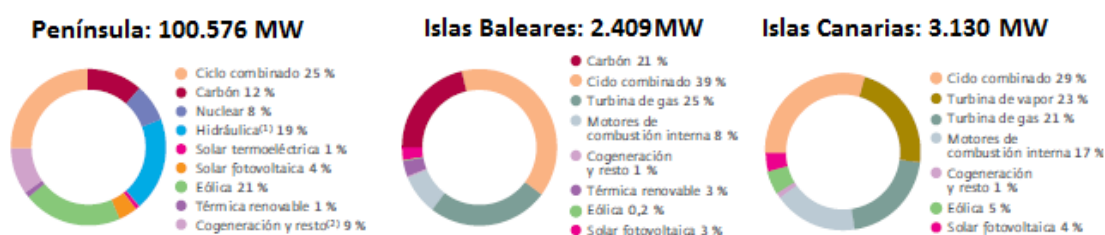


Figura 96. Comparativa de la potencia instalada en la Península y en las Islas a finales de 2011. Fuente: REE.

Con respecto a la demanda, estos son los balances eléctricos del año 2011 para el sistema peninsular y extrapeninsular, así como dividido en zonas para este último caso.

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 11/10	GWh	% 11/10	GWh	% 11/10
Hidráulica	27.650	-28,5	0	-	27.650	-28,5
Nuclear	57.670	-7,0	-	-	57.670	-7,0
Carbón ⁽¹⁾	43.426	96,5	3.002	-11,2	46.427	82,2
Fuel / gas ⁽²⁾	0	-	7.491	-3,1	7.491	-21,6
Ciclo combinado	50.619	-21,6	4.455	11,6	55.074	-19,7
Régimen ordinario	179.364	-5,2	14.948	-1,0	194.311	-4,9
Consumos en generación	-7.186	7,7	-857	-4,7	-8.043	6,2
Régimen especial	92.352	1,6	1.091	13,3	93.443	1,7
Hidráulica	5.155	-24,3	1	-	5.156	-24,3
Eólica	41.661	-3,9	399	18,8	42.060	-3,7
Solar fotovoltaica	7.569	25,6	343	20,7	7.912	25,4
Solar termoelectrica	2.029	193,4	-	-	2.029	193,4
Térmica renovable	4.336	-13,0	304	-9,0	4.640	-12,7
Térmica no renovable	31.603	8,8	43	418,6	31.646	9,0
Generación neta	264.529	-3,2	15.182	0,1	279.711	-3,1
Consumos bombeo	-3.245	-27,2	-	-	-3.245	-27,2
Intercambios internac. ⁽³⁾	-6.105	-26,7	-	-	-6.105	-26,7
Demanda (b.c.)	255.179	-2,1	15.182	0,1	270.361	-2,0

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla	
	GWh	% 11/10	GWh	% 11/10	GWh	% 11/10	GWh	% 11/10
Hidráulica	-	-	0	-	-	-	-	-
Carbón	3.002	-11,2	-	-	-	-	-	-
Fuel / gas	1.315	-3,6	5.722	-3,0	223	-6,3	222	1,4
Motores de combustión interna ⁽¹⁾	958	-9,6	2.303	-0,1	223	-5,2	221	1,4
Turbina de gas	358	17,3	542	53,3	0,3	-89,7	1	-3,4
Turbina de vapor	-	-	2.876	-11,3	-	-	-	-
Ciclo combinado	1.400	17,0	3.055	9,3	0	-	0	-
Generación auxiliar ⁽²⁾	9	30,6	0	-	-	-	-	-
Régimen ordinario	5.726	-3,7	8.777	0,9	223	-6,3	222	1,4
Consumos en generación	-358	-5,0	-466	-4,4	-19	-10,3	-14	3,6
Régimen especial	410	52,3	674	-1,7	-	-	7	-16,2
Hidráulica	-	-	1	-	-	-	-	-
Eólica	5	-10,6	394	19,3	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	97	9,1	246	26,0	-	-	0	-
Térmica renovable	288	74,0	9	-94,3	-	-	7	-15,7
Térmica no renovable	19	125,4	25	-	-	-	-	-
Demanda (b.c.)	5.777	-1,1	8.986	1,0	205	-5,9	214	0,5

Tabla 41. Balance eléctrico de 2011. Fuente: REE.

Estas mayores posibilidades se confirman con la siguiente figura, en la que se compara la demanda según la fuente de generación. Con el mismo porcentaje de potencia instalada, la demanda a través de la tecnología fotovoltaica es superior en las Islas.

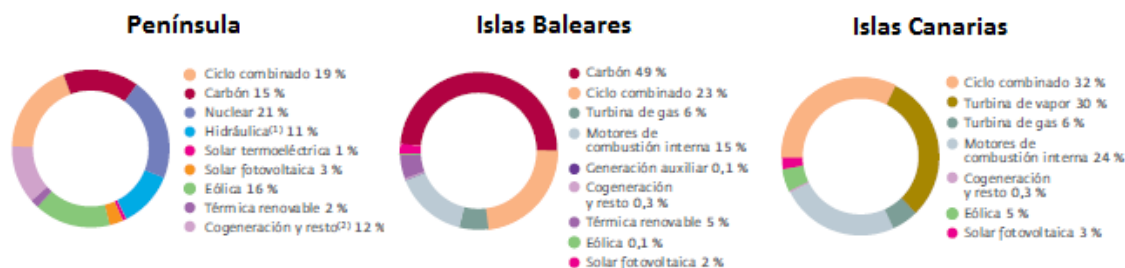


Figura 97. Comparativa de la demanda anual de 2011 en Península e Islas. Fuente: REE.

Uno de los grandes motivos de posibilidad de implantación del balance neto fotovoltaico en Canarias es el mayor coste de generación provocado por el aislamiento entre las islas del archipiélago canario. En el siguiente mapa se puede observar que solo las islas de Lanzarote y Fuerteventura están conectadas entre sí, ya que la profundidad marina no permite la interconexión entre el resto de territorios.

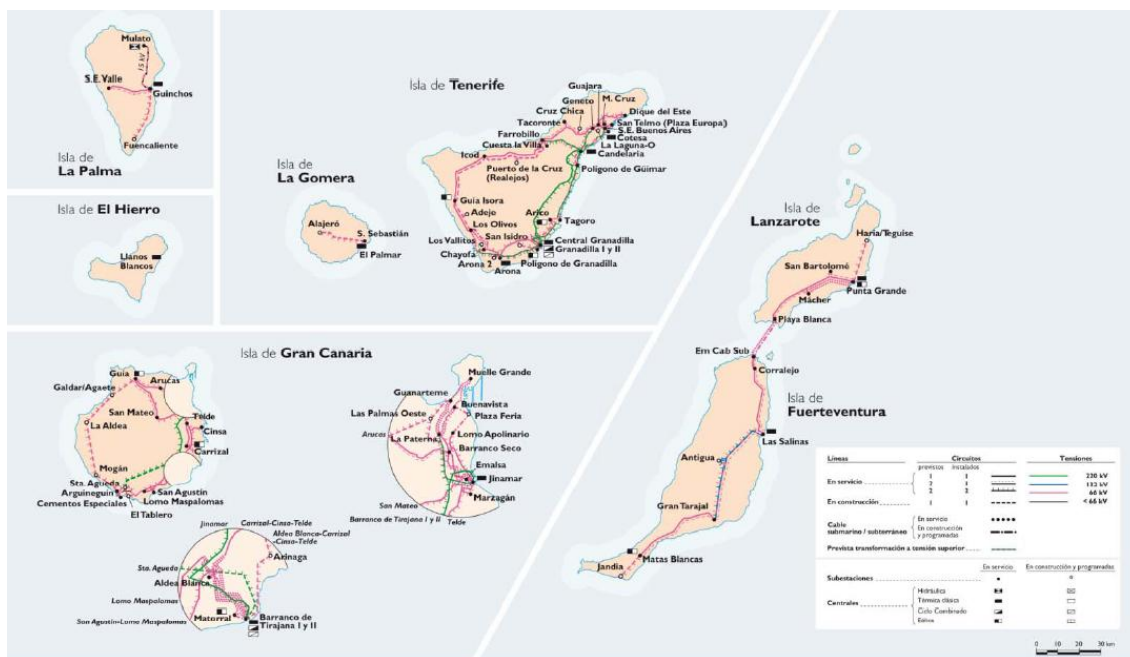


Figura 98. Mapa interconexiones eléctricas Islas Canarias. Fuente: REE.

ANEJO IX: Análisis económico

Hipótesis

Coste de generación fotovoltaica

Utilizando datos de IDAE, en los cálculos se considera que el precio de generar electricidad con una instalación local fotovoltaica es aproximadamente 0,025€/kWh en 2012. Se considera, atendiendo también a la información recogida en la Unión Española Fotovoltaica, que este coste disminuye un 10% anual.

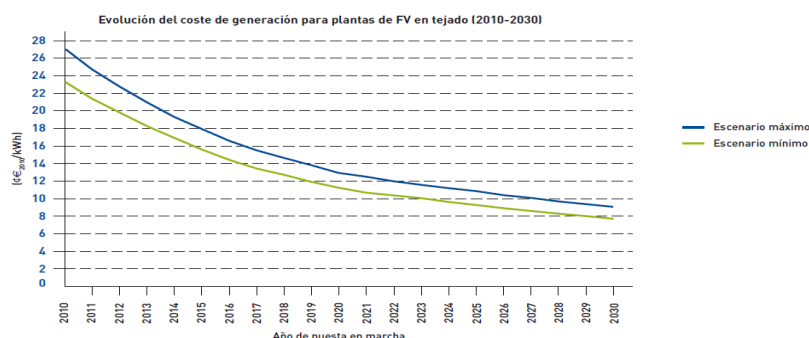


Figura 99. Coste de generación fotovoltaica. Fuente: IDAE.

Inversión inicial y mantenimiento

La inversión económica inicial está formada por el coste de la instalación, el de conexión y el de permiso de obras. El primer término se calcula con la potencia de pico de cada instalación, la cual se ha considerado un 10% superior a la nominal. La evolución de esta inversión se ha considerado decreciente un 10% al año, tomando datos de la UNEF.

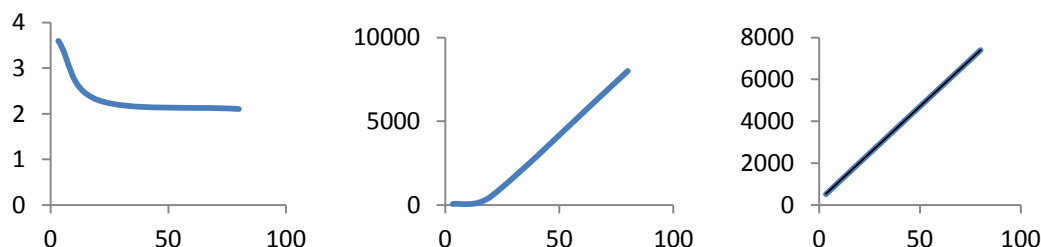


Figura 100. Coste en € (ordenadas) por W_{pico} de instalación (izquierda), de conexión (medio) y de permiso de obras (derecha) en función de la potencia instalada (abscisas). Basado en datos UNEF.

Potencia nominal	10kW	50kW	80kW
Potencia pico (kW)	11	55	88
Coste instalación 2012 (€/Wpico)	2,6	2,2	2,1
Coste instalación (€)	28.600	121.000	184.800
Coste conexión (€)	170	5.000	8.000
Coste permiso de obras (€)	1.200	4.800	7.392
Coste total inversión (€)	29.970	130.800	200.194

Tabla 42. Coste de inversión para las instalaciones locales fotovoltaicas. Elaboración propia.

A su vez, el coste de mantenimiento se divide en gastos anuales derivados de la propia actividad, gastos del seguro y otros como los administrativos. Se considera que esos costes no varían una vez acometida la inversión. Sin embargo, cada año que se retrasa la inversión, se considera un descenso de esos costes de mantenimiento del 5%.

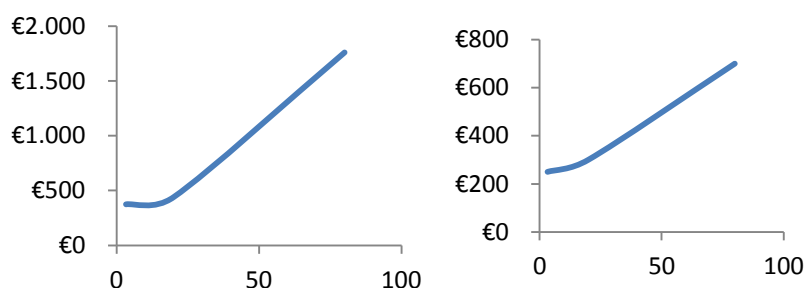


Figura 101. Coste en € (ordenadas) anual de mantenimiento (izquierda) y en concepto de seguro (derecha) en función de la potencia instalada (abscisas). Basado en datos UNEF.

Potencia nominal	10kW	50kW	80kW
Gastos anuales de mantenimiento (€)	400	1.000	1.750
Gastos anuales seguro (€)	280	475	700
Otros gastos anuales (€)	60	60	60
Coste total mantenimiento (€)	740	1.535	2.520

Tabla 43. Coste de mantenimiento de las instalaciones locales fotovoltaicas. Elaboración propia.

Zonas climáticas

Para la tecnología fotovoltaica, el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, determina las horas equivalentes de referencia al año en función de la zonificación climática. La generación local teórica dependerá, por tanto, de la ubicación de la instalación. Se han utilizado para estimar los kWh generados localmente, pero este cálculo es teórico, ya que la generación fotovoltaica lleva una incertidumbre asociada.

	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Tabla 44. Horas equivalentes de referencia anuales en función de la zona climática y el tipo de instalación. Fuente: BOE, Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

Coste del consumo eléctrico

En función del tipo de tarifa de acceso contratada, se establece el precio de la energía y las tarifas de acceso, tanto fijas como variables. Se consideran los valores establecidos para 2012, y se estudian tres escenarios posibles: un aumento del coste del consumo de electricidad de la red de distribución del 3%, del 5% y del 10%.

	Precio energía (€/kWh)	Término variable tarifa de acceso (€/kWh)	Termino fijo tarifa de acceso (€/kW)
2.0A	0,050797	0,63669	16,633129
3.0A	0,049563	0,034746	8,030440
3.1A	0,049763	0,030729	10,319017

Tabla 45. Precio de la energía y tarifas de acceso en función del tipo de tarifa. Fuente: CNE.

En primer lugar, se analiza el caso de un usuario acogido a la Tarifa de Último Recurso sin discriminación horaria, con una potencia contratada de 9,2kW y un consumo de energía anual de 15402kWh constante a lo largo de los años. En segundo lugar, se estudia un consumo derivado de una tarifa de acceso 3.0A y un consumo de 83708kWh/año para una potencia contratada de 50kW. Por último, se ha escogido una ubicación acogida a la tarifa 3.1A con

80kW de potencia nominal instalada con un consumo anual de 120928kWh. Para los dos últimos casos, el precio de las tarifas y energía es un promedio de las tarifas según el periodo de tarificación.

Variables

Para cada uno de los tres casos de estudio (10kW, 50kW y 80kW), se estudian todos los casos posibles atendiendo al nivel de autoconsumo, zona climática, porcentaje de peaje variable cubierto en la modalidad de autoconsumo y aumento porcentual de la electricidad suministrada con el proceso habitual. De esta forma, para cada potencia de instalación se obtienen 135 valores diferentes para el año 2012 y otros tantos para el 2018.

Potencia fotovoltaica instalada	10kW 50kW 80kW
Año de la inversión	2012 2018
Zonas climáticas	I II III IV V
Forma de consumo	30% (instantáneo) + 40% (diferido) + 30% (red) 50% (instantáneo) + 30% (diferido) + 20% (red) 100% (instantáneo)
Porcentaje tarifa variable cubierta	20% 50% 90%
Subida precio electricidad anual	3% 5% 10%

Tabla 46. Variables del caso de estudio. Elaboración propia.

Cálculos

Se va a ejemplarizar un caso concreto, el de un usuario situado en la zona climática V que acomete una inversión en 2012 de 200.194€ con una potencia contratada con la comercializadora e instalada localmente de 80kW, con un nivel de autoconsumo instantáneo del 50% y diferido del 30%, comprándose el 20% restante a la compañía eléctrica y asumiendo el 50% de la parte variable de la tarifa de acceso en un escenario en el que la subida del precio de la electricidad fuera del 10% anual.

Por un lado se obtiene el coste del sistema tradicional, y por otro el de la modalidad de balance neto, que se divide en tres componentes: el autoconsumo instantáneo, formado por el coste de la energía fotovoltaica y de la parte fija de la tarifa de acceso; diferido, con el coste de generación de energía local pertinente y la parte fija y variable –el porcentaje escogido en cada caso– del peaje de acceso; y la electricidad comprada a la comercializadora.

Así se obtiene el ahorro anual, que se resta al valor de la inversión inicial; también hay que tener en cuenta el coste de mantenimiento anual (2520€/año en el ejemplo) a la hora de calcular el valor de inversión que falta por recuperar. Así, para esta situación concreta, se obtiene un “Payback” de 16,01 años, es decir, la instalación local necesitaría ese tiempo para comenzar a ahorrar.

	Horas / zona	P.contr. P.instal. kW	Energía generada kWh	Energía consumida kWh	E. autocons. Instantánea kWh	E. autocons. Diferida kWh	E. comprada comercializ. kWh
Sit. inicial		80		120928	0	0	120928
Autoconsumo	1753	80	140240	120928	60464	36278,4	24185,6

Precio energía (€/kWh)	Tarifa Variable (€/kWh)	Tarifa Fija (€/kW)	Precio en. FV (€/kWh)	Coste energía (€)	Coste Tar.F (€)	Coste Tar. V (€)	COSTE TOTAL (€)	Ahorro Anual (€)	Invers. Restante (€)	Año
0,04976	0,03072 0,01536	10,31901	0,025	6017,740 3622,108	825,52 825,52	3715,9 1300,5	10559 5748,2	4811,029	197902,9	1
0,05473	0,03380 0,01690	11,35091	0,0225	6619,514 3500,606	908,07 908,07	4087,5 1430,6	11615 5839,3	5775,844	194647,1	2
0,06021	0,03718 0,01859	12,48601	0,02025	7281,465 3415,326	998,88 998,88	4496,3 1573,7	12776 5987,9	6788,770	190378,3	3
0,06623	0,0409 0,02045	13,73461	0,018225	8009,612 3365,052	1098,7 1098,7	4945,9 1731,0	14054 6194,9	7859,453	185038,9	4
0,07285	0,04499 0,02249	15,10807	0,016402	8810,573 3348,931	1208,6 1208,6	5440,5 1904,2	15459 6461,7	8998,025	178560,8	5
0,08014	0,04948 0,02474	16,61888	0,014762	9691,630 3366,461	1329,5 1329,5	5984,6 2094,6	17005 6790,5	10215,19	170865,6	6
0,08815	0,05443 0,02721	18,28076	0,013286	10660,79 3417,480	1462,4 1462,4	6583, 2304,0	18706 7184,0	11522,33	161863,3	7
0,09697	0,05988 0,02994	20,10884	0,011957	11726,87 3502,164	1608,7 1608,7	7241,4 2534,4	20577 7645,3	12931,63	151451,7	8
0,10667	0,06587 0,03293	22,11972	0,010761	12899,56 3621,022	1769,5 1769,5	7965,5 2787,9	22634 8178,5	14456,15	139515,5	9
0,11733	0,07245 0,03622	24,33170	0,009685	14189,51 3774,902	1946,5 1946,5	8762,1 3066,7	24898 8788,1	16109,99	125925,5	10
0,12907	0,07970 0,03985	26,76487	0,008716	15608,46 3964,993	2141,1 2141,1	9638,3 3373,4	27387 9479,6	17908,39	110537,1	11
0,14197	0,08767 0,04383	29,44135	0,007845	17169,31 4192,832	2355,3 2355,3	10602, 3710,7	30126 10258	19867,89	93189,27	12
0,15617	0,09644 0,04822	32,38549	0,007060	18886,24 4460,322	2590,8 2590,8	11662, 4081,8	33139 11132	22006,47	73702,79	13
0,17179	0,10608 0,05304	35,62404	0,006354	20774,87 4769,739	2849,9 2849,9	12828, 4490,0	36453 12109	24343,73	51879,05	14
0,18897	0,11669 0,05834	39,18644	0,005719	22852,35 5123,760	3134,9 3134,9	14111, 4939,0	40098 13197	26901,06	27497,99	15
0,20787	0,12836 0,06418	43,10509	0,005147	25137,59 5525,478	3448,4 3448,4	15522 5432,9	44108 14406	29701,83	316,15	16
0,22865	0,14229 0,07059	47,41560	0,004623	2761,35 5978,434	3793,2 3793,2	17074 5976,2	48519 15747	32771,6	-29935,4	17

Tabla 47. Ejemplo de cálculo del “payback” en un caso concreto. Elaboración propia.

Resultados

Estos son los resultados del plazo de recuperación, en años, para las zonas II, III y V en 2012 (ver leyenda en la página 100):

2012			Zona II			Zona III			Zona V		
			A			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%	3%	5%	10%
Autoc.	%	20%	33,55	25,92	17,83	31,01	24,29	16,95	30,16	23,74	16,64
Instant.	Tarifa	50%	36,86	28,01	18,94	34,14	26,3	18,04	33,23	25,73	17,72
30%	Var.	90%	42,24	31,33	20,66	39,3	29,53	19,73	38,31	28,92	19,41
Autoc.	%	20%	29,24	23,15	16,32	26,96	21,63	15,48	26,19	21,13	15,19
Instant.	Tarifa	50%	31,12	24,37	17	28,72	22,81	16,14	27,93	22,28	15,84
50%	Var.	90%	33,97	26,2	17,98	31,43	24,57	17,1	30,57	24,03	16,8
Autoc.	%	20%	22,93	18,9	13,92	21,07	17,58	13,15	20,45	17,15	12,89
Instant.	Tarifa	50%	22,93	18,9	13,92	21,07	17,58	13,15	20,45	17,15	12,89
100%	Var.	90%	22,93	18,9	13,92	21,07	17,58	13,15	20,45	17,15	12,89

2012			Zona II			Zona III			Zona V		
			A			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%	3%	5%	10%
Autoc.	%	20%	30,79	24,76	17,66	28,76	23,37	16,87	26,86	22,06	16,1
Instant.	Tarifa	50%	32,7	26,06	18,38	30,58	24,62	17,58	28,61	23,27	16,8
30%	Var.	90%	35,63	28,01	19,47	33,4	26,52	18,64	31,3	25,12	17,86
Autoc.	%	20%	27,47	22,48	16,34	25,61	21,18	15,58	23,89	19,96	14,85
Instant.	Tarifa	50%	28,59	23,26	16,8	26,68	21,93	16,03	24,9	20,67	15,28
50%	Var.	90%	30,22	24,38	17,43	28,24	23,02	16,65	26,39	21,72	15,91
Autoc.	%	20%	22,49	18,95	14,24	20,93	17,79	13,53	19,57	16,7	12,86
Instant.	Tarifa	50%	22,49	18,95	14,24	20,93	17,79	13,53	19,57	16,7	12,86
100%	Var.	90%	22,49	18,95	14,24	20,93	17,79	13,53	19,57	16,7	12,86

2012			Zona II			Zona III			Zona V		
			A			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%	3%	5%	10%
Autoc.	%	20%	31,25	25,04	17,78	29,19	23,63	16,99	28,9	23,43	16,87
Instant.	Tarifa	50%	33,05	26,24	18,45	30,9	24,8	17,64	30,6	24,59	17,52
30%	Var.	90%	35,77	28,04	19,44	33,5	26,54	18,62	33,19	26,33	18,5
Autoc.	%	20%	27,9	22,75	16,47	26,02	21,43	15,7	25,75	21,24	15,59
Instant.	Tarifa	50%	28,96	23,47	16,89	27,02	22,13	16,12	26,74	21,95	16,01
50%	Var.	90%	30,48	24,51	17,48	28,47	23,14	16,69	28,19	22,95	16,58
Autoc.	%	20%	22,88	19,2	14,37	21,28	18,03	13,66	21,06	17,87	13,55
Instant.	Tarifa	50%	22,88	19,2	14,37	21,28	18,03	13,66	21,06	17,87	13,55
100%	Var.	90%	22,88	19,2	14,37	21,28	18,03	13,66	21,06	17,87	13,55

Tabla 48. Payback (en años) para una instalación de 10kW de tipo 2.0A (arriba), de 50kW de tipo 3.0A (medio) y de 80kW de tipo 3.1A (abajo) en 2012. Elaboración propia.

Si en lugar de acometerse la inversión en 2012 se hiciera en 2018, estos son los resultados que se obtendrían:

2018 10kW 2.0A			Zona II			Zona III			Zona V		
			A			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%	3%	5%	10%
C1	B	20%	16,98	12,98	8,16	15,39	11,91	7,57	14,87	11,55	7,37
		50%	19,13	14,39	8,93	17,36	13,23	8,29	16,78	12,84	8,09
		90%	22,88	16,79	10,18	20,81	15,47	9,49	20,12	15,04	9,26
C2	B	20%	14,33	11,17	7,17	12,98	10,23	6,64	12,54	9,93	6,46
		50%	15,46	11,95	7,59	14,02	10,96	7,05	13,54	10,62	6,86
		90%	17,25	13,15	8,25	15,65	12,08	7,66	15,13	11,72	7,46
C3	B	20%	10,72	8,61	5,7	9,72	7,88	5,26	9,39	7,63	5,12
		50%	10,72	8,61	5,7	9,72	7,88	5,26	9,39	7,63	5,12
		90%	10,72	8,61	5,7	9,72	7,88	5,26	9,39	7,63	5,12

2018 50kW 3.0A			Zona II			Zona III			Zona V		
			A			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%	3%	5%	10%
C1	B	20%	14,09	12,75	8,35	14,8	11,82	7,81	13,63	10,97	7,3
		50%	17,32	13,62	8,85	15,95	12,64	8,28	14,7	11,75	7,76
		90%	19,26	14,98	9,62	17,77	13,94	9,03	14,4	12,97	8,46
C2	B	20%	14,01	11,24	7,46	12,88	10,41	6,97	11,85	9,64	6,49
		50%	14,69	11,74	7,76	13,52	10,88	7,24	12,44	10,09	6,76
		90%	15,72	12,48	8,19	14,47	11,57	7,65	13,33	10,74	7,16
C3	B	20%	11,04	9,04	6,12	10,13	8,34	5,69	9,31	7,71	5,29
		50%	11,04	9,04	6,12	10,13	8,34	5,69	9,31	7,71	5,29
		90%	11,04	9,04	6,12	10,13	8,34	5,69	9,31	7,71	5,29

2018 80kW 3.1A			Zona II			Zona III			Zona V		
			A			A			A		
			3%	5%	10%	3%	5%	10%	3%	5%	10%
C1	B	20%	14,32	12,89	8,4	15,01	11,95	7,86	14,83	11,82	7,78
		50%	17,48	13,7	8,87	14,09	12,72	8,3	15,9	12,58	8,22
		90%	19,28	14,96	9,58	17,77	13,91	8,99	17,57	13,76	8,9
C2	B	20%	14,22	11,37	7,51	13,06	10,52	7,02	12,91	10,41	6,95
		50%	14,87	11,84	7,79	13,66	10,97	7,27	13,5	10,85	7,2
		90%	15,82	12,52	8,19	14,55	11,61	7,65	14,38	11,48	7,57
C3	B	20%	11,21	9,15	6,18	10,29	8,44	5,74	10,16	8,35	5,68
		50%	11,21	9,15	6,18	10,29	8,44	5,74	10,16	8,35	5,68
		90%	11,21	9,15	6,18	10,29	8,44	5,74	10,16	8,35	5,68

Tabla 49. Payback (en años) para una instalación de 10kW de tipo 2.0A (arriba), de 50kW de tipo 3.0A (medio) y de 80kW de tipo 3.1A (abajo) en 2018. Elaboración propia.

